TRABALHO DE TESE DE MESTRADO

MODELO DESACOPLADO PARA CALCULAR QUEDA DE TENSÃO E FLUXO DE CORRENTE EM REDES RETICULADAS DE BAIXA TENSÃO

Sigmar Maurer Deckmann
Alcir José Monticelli

05/76

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ELÉTRICA / ELETRÔNICA

JUNHO 1976

AGRADECIMENTOS

Desejo registrar o meu reconhecimento a todos aqueles que participaram e contribuiram na elaboração deste trabalho, em especial

a Alcir José Monticelli, que na qualidade de orientador, possibilitou realizar um trabalho intensivo, colocando-se totalmente à disposição e acompanhando passo a passo o desenvolvimento da pesquisa,

à Light Serviços de Eletricidade S.A., que gentilmente forneceu dados e resultados, tornando possível a comparação do modelo que foi desenvolvido com o programa que é usado atualmente nessa Sociedade,

a Vilma Pavanatti, pelo zeloso trabalho datilográfico, e ao desenhista anônimo pelas horas de sono que perdeu.

SUMÁRIO

É desenvolvido um método simplificado, não iterativo, para calcular queda de tensão e fluxo de corrente em redes reticuladas de baixa tensão. As características principais do método são eficiência e versatilidade, sendo adequado para o estudo de contingências, curto circuito e planejamento em redes subterrâneas de distribuição.

ÍNDICE

Página

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1

1 - Introdução .....

CAPÍTULO 2

2 - REDES RETICULADAS DE DISTRIBUIÇÃO

2.1 - Redes de Distribuição .....
2.2 - O Analisador de Circuitos e os Métodos Numéricos em Redes de Distribuição .....
2.3 - Desacoplamento para Queda de Tensão e Fluxo de Corrente .....
2.4 - Desempenho do Modelo Desacoplado .....

CAPÍTULO 3

3 - MODELO DESACOPLADO PARA O CÁLCULO DE QUEDA DE TENSÃO E FLUXO DE CORRENTE

3.1 - Introdução ao modelo .....
3.1.1 Hipóteses .....
3.1.2 Notação .....
3.1.3 Representação das Cargas .....
3.1.4 Ângulo das Correntes na Rede .....
3.1.5 Modelo CA de uma Linha Curta .....
3.1.6 Desacoplamento para Queda de Tensão e Fluxo de Corrente .....
3.2 - Modelo CC Para Queda de Tensão .....
3.2.1 Queda de Tensão em um Ponto da Rede .....
3.2.2 Modelo CC para uma Linha .....
3.2.3 Representação do Transformador .....
3.2.4 Modelo da Rede Secundária Completa .....
3.2.5 Solução do Sistema $[I] = [\Gamma].[\Delta V]$
3.2.6 Determinação Aproximada do Ponto Duplo da Solução ..

Página

3.3 - Modelo CC para o Cálculo dos Fluxos de Corrente ...
3.3.1 Diferença de Tensão em Linha .....
3.3.2 Diferença de Tensão em Transformadores .....
3.3.3 Modelo da Rede para Diferenças de Tensão .....
3.3.4 Solução do Sistema [I] = [Y][DV].....
3.3.5 Cálculo das Correntes na Rede .....
3.3.6 Vantagens do Desacoplamento Proposto .....

CAPÍTULO 4

4 - APLICAÇÃO DO MODELO DESACOPLADO À ANÁLISE DE DEFEITOS

4.1 - Análise de Contingências .....
4.1.1 Eliminação de Transformador .....
4.2 - Análise de Curto-Circuito Trifásico .....
4.2.1 Hipóteses para o Estudo de Curto Circuito .....
4.2.2 Curto Trifásico em uma Barra .....
4.2.3 Curto Trifásico em uma Linha .....

CAPÍTULO 5

5 - DESCRIÇÃO DO ALGORITMO E DOS EXEMPLOS

5.1 - Características do Algoritmo .....
5.1.1 Caso Básico .....
5.1.2 Contingências .....
5.1.3 Curto Trifásico em Nó .....
5.1.4 Curto Trifásico em Linha .....
5.2 - Descrição dos Exemplos .....

CAPÍTULO 6

6 - CONCLUSÕES

APÊNDICE A - Triangularização de Matrizes Esparsas .....
APÊNDICE B - Comparação do Modelo CA e de Modelos CC .....
APÊNDICE C - Convergência do Processo Iterativo .....
APÊNDICE D - Simulação de Contingências .....
APÊNDICE E - Simulação de Curto Trifásico em Rede Secundária .....
APÊNDICE F - Caso Básico e Contingências para a Rede Subterrânea Cambuci I de São Paulo .....
APÊNDICE G - Resultados Relativos ao Caso Básico da Rede Cambuci II
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....

- CAPÍTULO I -

1. INTRODUÇÃO

Este trabalho tem por objetivo apresentar um modelo desacoplado para calcular queda de tensão e fluxo de corrente em redes reticuladas de baixa tensão. É aplicável ao estudo de redes urbanas de distribuição do tipo subterrâneo, apresentando vantagens de rapidez e economia de memória sobre o método Newton-Raphson convencional, usado atualmente pelas companhias nacionais que possuem sistemas reticulados.

O desacoplamento do modelo complexo em dois sistemas lineares de corrente contínua permite explorar as principais características das redes: linhas curtas de baixa tensão, fator de potência uniforme das cargas e transformadores operando em paralelo. Além disso, o desacoplamento possibilita tratar isoladamente os subsistemas resultantes. Nas aplicações que exigem o cálculo completo, resolve-se os dois sistemas consecutivamente, aproveitando os resultados intermediários do primeiro para inicializar o segundo. Por outro lado, quando se visa obter especificamente os resultados para tensões ou correntes, basta resolver o subsistema correspondente. Uma aplicação típica consiste em verificar os limites de queda de tensões ou de sobrecorrente nos condutores da rede.

Outras simplificações, tais como a eliminação do processo iterativo através da determinação aproximada do ponto duplo das recorrências, e a estimação da corrente de curto trifásico em uma barra da rede, tornam-se possíveis devido às características lineares dos subsistemas.

Técnicas de perturbação da rede através de operações matriciais, permitem simular a perda de linhas e de transformadores, usando os resultados obtidos para o caso básico (operação normal do sistema). Essas técnicas, desenvolvidas originalmente para a análise de contingências nas redes de transmissão, podem ser utilizadas no projeto de implantação e de expansão de uma rede subterrânea.

Tais redes são projetadas em geral para atender aos seguintes objetivos:

i - manter o nível de tensão na faixa de ± 3% do valor nominal;

ii - evitar o carregamento dos transformadores acima de 100% da capacidade nominal;

iii - manter a corrente na rede secundária abaixo do limite térmico dos condutores;

iv - eliminar automaticamente os defeitos de isolamento na rede;

v - satisfazer as condições anteriores mesmo com a perda de um alimentador primário e dos respectivos transformadores;

vi - permitir a execução dos serviços de manutenção do equipamento sem interromper a continuidade do suprimento às cargas.

O projeto de uma rede subterrânea que atenda a esses objetivos envolve a solução de sistemas de médio e grande porte (a menor rede de São Paulo tem 190 barras e 350 linhas). A análise de um grande número de alternativas para o dimensionamento dos condutores da rede e a localização dos transformadores, exige o emprego dos métodos numéricos eficientes, adaptados aos computadores digitais. O modelo proposto, juntamente com o método numérico utilizado, oferece facilidades computacionais para estudar diretamente sistemas de 1000 barras e 1500 linhas em computadores com 50K palavras de memória rápida.

O modelo foi testado em cinco exemplos diferentes com tamanhos de 9,22, 63,191 e 307 barras (os três últimos exemplos fazem parte do sistema subterrâneo da cidade de São Paulo), e os resultados foram comparados com os obtidos através dos métodos clássicos para resolver o fluxo de carga CA.

No Capítulo 2 é dado um resumo das características básicas de redes secundárias de distribuição, bem como uma descrição dos principais métodos numéricos usados para esse tipo de rede. No final do capítulo são antecipados alguns resultados obtidos com o modelo proposto.

No terceiro capítulo descreve-se o modelo CC para calcular as quedas de tensão e o fluxo de corrente na rede. São apresentadas as hipóte-

ses simplificadoras, usuais em sistemas de distribuição, utilizadas na formulação do modelo.

A fim de não interromper a sequência da apresentação, os exemplos e comparações foram reunidos em apêndices colocados no final do trabalho e referidos no texto toda vez que se julgou conveniente.

A aplicação teórica do modelo ao estudo de contingências e ao cálculo de curto circuito trifásico em barra e linha é dada no capítulo 4. Neste capítulo são desenvolvidas as técnicas de perturbações da rede através de operações matriciais que simulam a perda (ou introdução) de linhas e transformadores.

No capítulo 5, descreve-se o algoritmo desenvolvido para o modelo. São dadas as características de entrada e saída das quatro aplicações previstas: caso básico, contingências, curto circuito em barra e curto circuito em linha. No fim do capítulo são descritos os exemplos testados.

As conclusões estão reunidas no capítulo 6.

O apêndice A apresenta o método de TINNEY [7. 8] para resolver sistemas de grande porte, explorando a esparsidade da matriz dos coeficientes. São dadas também algumas características de memória e tempo de cálculo na comparação com o método de inversão clássica de matrizes.

Uma comparação de resultados obtidos através dos modelos CA e CC apresentados por COOK e POWERS [5] , com os do modelo CC proposto neste trabalho, é feita no apêndice B.

No apêndice C mostra-se a convergência do processo de cálculo, usando o modelo CC desacoplado, para uma rede com 22 barras, obtida no capítulo 5 da Ref. [3] , onde foi usado o analisador de circuitos.

O estudo de contingências, apresentado no apêndice D, refere-se à mesma rede de 22 barras.

No apêndice E estão dados os resultados da simulação de curto

circuito trifásico para alguns pontos da rede de 22 barras. Na Ref. [3] são dados os valores obtidos através do analisador de circuitos para esses mesmos pontos.

O apêndice F fornece resultados relativos ao caso básico e contingências da rede subterrânea Cambuci I (São Paulo) contendo 307 barras, 519 ligações, 58 transformadores e 4 alimentadores primários.

Outros exemplos, obtidos do sistema subterrâneo de São Paulo, são listados no apêndice G.

- CAPÍTULO II -

2. REDES RETICULADAS DE DISTRIBUIÇÃO

Neste capítulo são dadas algumas informações gerais sobre redes de distribuição, com maior ênfase para as redes reticuladas subterrâneas. Como o assunto é muito extenso, sugere-se a consulta das publicações especializadas [2,3] para obter informações mais detalhadas. Essas publicações surgiram antes de 1960 e conseqüentemente fazem pouca referência aos métodos numéricos aplicados aos sistemas de potência, que começaram a surgir por volta de 1955.

Para cobrir essa lacuna incluiu-se um breve resumo dos métodos numéricos mais utilizados no cálculo do fluxo de carga em redes de distribuição [1, 5, 6, 7, 8, 9, 12, 15].

Introduz-se a idéia básica do desacoplamento para queda de tensão e fluxo de corrente, antecipando, ao final do capítulo, alguns resultados obtidos com o modelo.

2.1 - REDES DE DISTRIBUIÇÃO

No início deste século, quando surgiram as aplicações domiciliares da energia elétrica, ainda predominava o uso da corrente contínua sobre o da corrente alternada. Já nestas circunstâncias a operação de uma rede reticulada mostrava sua superioridade sobre as redes radiais para atender regiões com elevada densidade de carga. Essas redes eram alimentadas por geradores de corrente contínua, que operavam em paralelo. Com o crescente uso da geração em corrente alternada, essas fontes foram substituídas por conversores AC-DC. Devido ao tamanho físico de tais unidades, passou-se a alimentar a rede em corrente alternada por meio de transformadores abaixadores monofásicos (mais tarde unidades trifásicas), providas de fusíveis de proteção. Como esses fusíveis não operavam satisfatoriamente no caso de corrente reversa, causada pelo desligamento do alimentador primário, desenvolveu-se o protetor automático, que se usa até hoje.

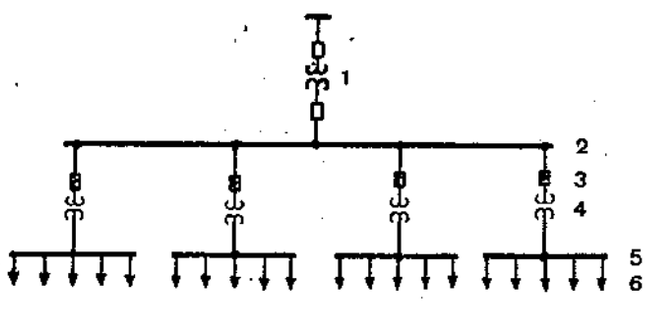
A primeira rede, usando esses recursos, entrou em operação em 1922, no centro comercial de Nova York. Alguns anos depois, o Brasil já construía duas redes subterrâneas: no Rio de Janeiro e em São Paulo. Apesar dessas redes já estarem operando desde 1930, sua expansão não acompanhou a evolução da demanda.

Segundo as Ref. [3, 10], áreas com densidade de carga acima de 10.000 KVA/Km^2 comportam e operam melhor com redes secundárias reticuladas - subterrâneas. No Brasil, entretanto, poucas cidades possuem esse tipo de rede. Em comparação, a maioria das cidades norte-americanas com mais de 250.000 habitantes, já possuiam em 1960 uma rede subterrânea em seu centro comercial.

O motivo básico que levou as companhias distribuidoras de energia elétrica a adotarem uma política diferente no Brasil, foi sem dúvida o fator econômico. É sabido que o investimento em uma rede subterrânea é muito superior ao de uma rede aérea. No entanto existem condicionantes não econômicos que podem assumir importância decisiva na definição do projeto, tais como:

i - alta concentração de cargas;
ii - necessidade de garantir a continuidade de suprimento;
iii- crescimento acelerado da demanda;
iv - congestionamento do espaço físico.

Em geral, uma rede de distribuição começa com circuitos radiais aéreos, cujo custo de implantação e manutenção é o mais baixo.



1. SUBESTAÇÃO COM PROTEÇÃO
2. REDE RADIAL PRIMÁRIA
3. CHAVE FUSIVEL
4. TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO
5. REDE RADIAL SECUNDÁRIA
6. CARGA DOS CONSUMIDORES

Fig. 2.1 - SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL TÍPICO

À medida que a demanda cresce, procura-se unir os circuitos secundários (banking) através de fusíveis, melhorando o desempenho da rede quanto ao perfil e à flutuação da tensão.

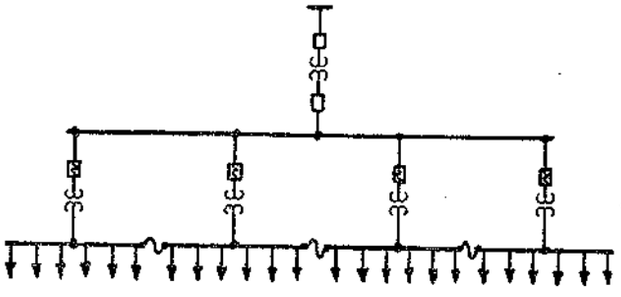
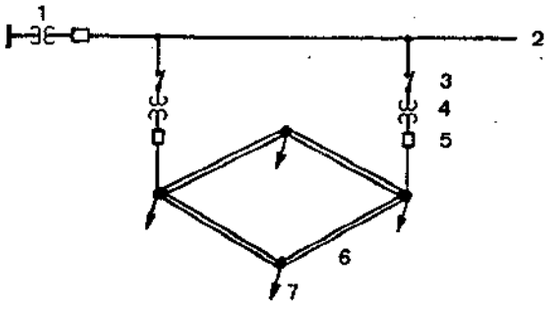


Fig. 2.2 - REDE RADIAL COM SECUNDÁRIOS INTERLIGADOS POR CHAVE FUSIVEL

Quando a densidade de carga se aproxima de 10.000 KVA/km^2, esse tipo de rede não consegue operar satisfatoriamente, elevando-se o custo de manutenção, devido a trocas frequentes de condutores, transformadores e equipamento de proteção.

A mudança da rede aérea para subterrânea nestes casos, é uma evolução necessária.

Quando isto ocorre, em geral, os maiores centros de carga urbanos (prédios residenciais ou blocos comerciais) já possuem suas redes subterrâneas próprias (spot network), que vão sendo interligadas para formar a rede subterrânea propriamente dita (network)



1. SUBESTAÇÃO
2. ALIMENTADOR PRIMÁRIO
3. DISJUNTOR MANUAL
4. TRANSFORMADOR
5. PROTETOR AUTOMÁTICO
6. MALHA SECUNDÁRIA
7. CARGA

Fig. 2.3 - REDE DE DISTRIBUIÇÃO DO TIPO "SPOT-NETWORK"

Um sistema reticulado subterrâneo convencional consiste basicamente de :

i - malha secundária trifásica, operando em baixa tensão.

ii - conjunto de alimentadores primários radiais, partindo de uma subestação de suprimento.

iii- conjunto de transformadores abaixadores com protetor de rede, ligando os alimentadores a pontos alternados da rede secundária.

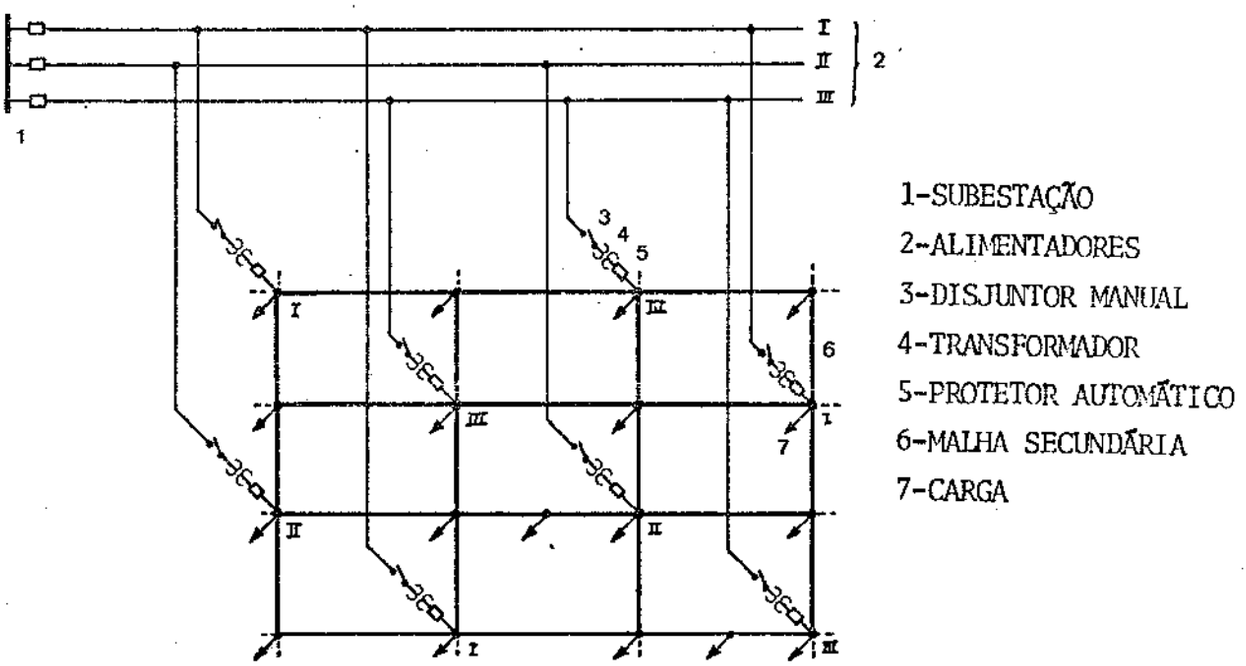


Fig. 2.4 - SISTEMA RETICULADO CONVENCIONAL

As cargas monofásicas ou trifásicas são alimentadas pela rede secundária, operando na tensão nominal de 208Y/120V ou 380Y/220V com uma tolerância de ± 5%.

A rede secundária que alimenta as cargas é colocada quase sempre sob os passeios das vias públicas. Nos pontos de interligação, são colocadas caixas de ligação com barras (links) removíveis, facilitando uma eventual inspeção da rede. Os condutores geralmente são constituídos de cabos - 4 x 4/0 AWG ou 4 x 250 MCM, isolados com papel impregnado e blindados com

capa de chumbo externa. Essa capa, além de proteger contra danos exteriores facilita a transferência do calor gerado pelas perdas no cabo em condições normais ou anormais (curto-circuito).

O dimensionamento dos cabos é feito principalmente em função da dissipação térmica, porém a queda de tensão pode influir no projeto em alguns pontos da rede.

A capacidade dos condutores da rede secundária deve estar entre 1/2 e 2/3 da capacidade nominal do maior transformador da rede, uma vez que este serve a rede pelo menos em duas direções. Quando, por esse critério de projeto, a secção do condutor é superior a 250 MCM, usa-se dois ou mais cabos em paralelo, favorecendo com isso também a queima-livre do condutor no caso de curto-circuito na rede secundária.

Como forma de reduzir os serviços de reparos na rede secundária, projeta-se a malha reticulada de forma que as falhas por curto-circuito na mesma, se auto extingam, pela queima livre do condutor no ponto da falha.

TABELA 2.1

CORRENTES DE FUSÃO DOS CONDUTORES SUBTERRÂNEOS [3]

BITOLA	CORRENTE MÍNIMA P/QUEIMA LIVRE
4/0 AWG	2900A
250 MCM	3200A
500 MCM	5000A

Esse critério de projeto é possível porque a tensão é baixa e há suficiente capacidade de corrente, de modo que o arco não é sustentado após o rompimento do cabo.

Nos pontos da rede secundária onde a corrente de curto é insuficiente para eliminar rapidamente a falha, podendo comprometer o isolamento do cabo, instala-se limitadores de corrente, cuja função é semelhante à de

um fusível. No caso de queima é necessário trocar o limitador, razão qual é colocado nos pontos de acesso à rede, tais como as caixas de ligação. Com isso se evita que um determinado trecho da rede seja desligado, prejudicando o consumidor.

Atualmente usam-se apenas transformadores trifásicos do tipo - compacto, a prova de explosão, submergíveis e de alta confiabilidade para suportar as condições de pouca ventilação e inundação a que estão sujeitos nas câmaras subterrâneas. Anexo ao transformador, no lado do primário, existe - um disjuntor manual de 3 posições (liga-desliga-aterrado). Esse disjuntor , com trava especial que só permite operação com o transformador em vazio, possibilita isolar este último para os serviços de inspeção ou manutenção. A terceira posição do disjuntor aterra os terminais do primário do transformador, garantindo segurança ao pessoal de manutenção, no caso de falha do protetor ligado ao secundário. Normalmente, os transformadores são fabricados nas potências de 300, 500, 750, 1000 e 2000 KVA, primário em Δ para 15 KV ou 20 KV e secundário em Y para 216/125V ou 380/220V.

O protetor automático da rede secundária é um acessório acoplado diretamente ao lado secundário do transformador. Suas funções básicas - são:

i - desligar automaticamente o transformador da rede no caso de falha do mesmo.

ii - evitar a alimentação do transformador pelo secundário no caso de perda do alimentador primário.

iii- religar automaticamente o transformador à rede no caso de serem satisfeitas as seguintes condições:

- seqüência de fases correta.
- potência fluir do transformador para a rede.

O custo desse equipamento é comparável ao do próprio transformador, não sendo ainda (1975) produzido no país.

Uma característica importante é que deve suportar as correntes de curto da rede, para satisfazer o critério de queima livre dos condutores.

TABELA 2.2

CAPACIDADE DO PROTETOR [10]

KVA DO TRAFO	CAPACIDADE NOMINAL DO PROTETOR - AMP	CAPACIDADE DE INTERRUPÇÃO - AMP
300	1.200	30.000
500	1.600	30.000
750	2.500	60.000

Os trasformadores são ligados a alimentadores primários radiais saindo de uma única subestação de suprimento. Com isso evita-se o fluxo de potência entre subestações através da rede secundária, o que prejudicaria a operação dos protetores automáticos.

A continuidade do suprimento das cargas é determinado em geral pelo critério de 1a. contingência (perda de um alimentador por vez). O projeto do sistema é feito de forma que, mesmo com a perda de um dos alimentadores, a carga continua sendo suprida pelos demais alimentadores dentro de limites aceitáveis.

Esse critério baseia-se no fato de que é muito baixa a probabilidade de ocorrer a perda de dois alimentadores simultaneamente. No entanto se o número de alimentadores for grande, pode ser que esse critério seja insuficiente, passando-se a um critério de 2ª ou 3ª contingência. Em geral se o serviço de manutenção for eficiente, o alimentador com defeito é devolvido rapidamente à operação, evitando a perda de mais de um alimentador por vez.

Como consequência das condições especiais das condições impostas pela operação em 1ª contingência, deve-se prever uma certa folga na capacidade dos transformadores e dos condutores da rede.

Na Tabela 2.3 são fornecidos os valores que normalmente são usados como "fator de carga" (razão da capacidade instalada dos transformadores

pela demanda máxima diversificada) segundo o critério de primeira contingência.

TABELA 2.3

FATOR DE CARGA CONFORME O Nº DE ALIMENTADORES [3, 5]

Nº ALIM.	FATOR DE CARGA	
	IDEAL	OBTIDO NA PRÁTICA
2	0.50	0.40
3	0.67	0.54
4	0.75	0.58
5	0.80	0.60
6	0.83	0.61

Um método para calcular o fator de carga, baseado na perda de um alimentador é descrito detalhadamente no capítulo 5 da Ref. [3].

2.2 - O ANALISADOR DE CIRCUITOS E OS MÉTODOS NUMÉRICOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

O analisador DC de circuitos consta basicamente de um painel de ligações, que permite simular analogicamente um circuito elétrico por associação de resistores, e fontes CC de tensão.

Surgiu no início do século como aparelho de testes, foi melhorado e ampliado, resultando num precursor dos atuais computadores analógicos. Teve grande valor para o engenheiro eletricista como instrumento de pesquisa uma vez que permite simular fenômenos elétricos de forma controlada dentro dos laboratórios. Durante muitos anos foi a ferramenta mais usada para estudar operação de sistemas interligados, inclusive de redes reticuladas, devido ao volume enorme de cálculos necessários para obter uma solução numérica. O uso específico do analisador DC em redes subterrâneas de distribuição é apresentado na Ref. [3]. O aperfeiçoamento do analisador DC resultou no analisador AC, também largamente utilizado.

Por suas limitações quanto à precisão e ao tamanho da rede representável, o analisador foi substituído na década de 50, pelos métodos numéricos aplicados aos sistemas de potência [1, 5]. O primeiro algoritmo eficiente, desenvolvido para o computador digital e apresentado por WARD e HALE [1] em 1956, foi adaptado quatro anos depois por COOK e POWERS [5] para as redes reticuladas de distribuição. Nesse trabalho os autores comparam o modelo complexo de redes de baixa tensão com o modelo de corrente contínua, usado no analisador de circuitos, no qual se representam a rede e as cargas pela magnitude das impedâncias correspondentes. A conclusão básica a que chegam é que o modelo CC, apesar de fornecer boa precisão para os fluxos de potência na rede e nos transformadores, gera erros inaceitáveis, para as quedas de tensão. Os autores são da opinião de que as características próprias das redes de baixa tensão podem ser exploradas convenientemente, no desenvolvimento de um algoritmo específico para redes de distribuição (Ver discussão da Ref.[1]). O modelo desacoplado proposto neste trabalho permite explorar as características da rede, fornecendo resultados para os fluxos de potência e queda de tensão, cuja precisão é compatível com as exigências práticas.

O desacoplamento mostra que o modelo CC, utilizado por COOK e POWERS, é próprio para calcular fluxo na rede e não para calcular quedas de tensão, o que explica os resultados que obtiveram [ver cap. 3 e apêndice B]. Diversos outros algoritmos foram desenvolvidos para estudar os problemas de curto-circuito e estabilidade, proteção e planejamento de sistemas de potência [6, 7, 8, 9, 12, 13, 14]. As principais dificuldades encontradas na aplicação dos métodos numéricos a esses problemas foram: capacidade de memória, tempo de cálculo para a solução de sistemas não lineares e convergência dos métodos.

A eficiência de um método em geral é definida pelo seu desempenho face a essas dificuldades. Os métodos Gauss-Seidel e Newton-Raphson, que se tornaram clássicos, apresentam algumas vantagens e desvantagens a esse respeito: a simplicidade e economia de memória do Gauss-Seidel são contrabalançadas pelo grau de instabilidade da convergência e por sua impotência no tratamento de impedâncias série negativas; à rápida convergência do Newton-Raphson, contrapõe-se o aumento do trabalho computacional na determinação do Jacobiano em cada iteração, com sérias exigências de memória, reduzidas a níveis aceitáveis pelas técnicas de ordenação ótima para triangularização de matrizes

esparsas, desenvolvidas por W. F. TINNEY e outros [7, 8].

No Brasil, é utilizado atualmente o método de Newton-Raphson , desenvolvido por TINNEY [8] para sistemas de grande porte, adaptado aos sistemas de distribuição.

Nos últimos anos, os esforços foram concentrados na obtenção de métodos simplificados que visam resolver os problemas mais rapidamente e com menos memória, para prover o computador de ferramentas eficientes no controle automático (on line) de sistemas de potência. Nesse aspecto deve-se mencionar a contribuição de B. STOTT [13, 14] com os seus métodos desacoplados rápidos para as redes de transmissão.

A idéia do desacoplamento das variáveis nessas redes baseia-se no forte acoplamento que existe entre MW x ÂNGULO DAS TENSÕES e MVAR x VOLTAGEM permitindo desprezar os acoplamentos mais fracos MW x VOLTAGEM e MVAR x ÂNGULO na representação polar das equações para o método de Newton-Raphson - clássico:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ J & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} \qquad (2.1)$$

Usando essa propriedade, pode-se obter dois sistemas desacoplados:

$$\left[\Delta P\right] = \left[H\right]\left[\Delta \delta\right] \qquad (2.2)$$

$$\left[\Delta Q\right] = \left[L\right]\left[\Delta V\right] \qquad (2.3)$$

com os quais é possível resolver o problema com vantagens de memória e quantidade de cálculos por iteração, porém a convergência deixa de ser quadrática. Em 1973, fazendo algumas aproximações convenientes, STOTT [14] propos uma variação para os sistemas (2.2) e (2.3),

$$\left[\Delta P/V\right] = \left[B'\right]\left[\Delta \delta\right] \qquad (2.4)$$

$$\left[\Delta Q/V\right] = \left[B''\right]\left[\Delta V\right] \qquad (2.5)$$

nos quais as matrizes [B'] e [B''] além de esparsas e simétricas, são constantes, ao contrário de [H] e [L], que mudam a cada iteração, exigindo retriangularizações. O autor atribui a esse método, a maioria das vantagens que outros snão conseguem reunir: rapidez, simplicidade, versatilidade, estabilidade e economia de memória. Sem dúvida, este é um dos métodos mais promissores da linha Newton-Raphson para redes de transmissão, porém a sua aplicação em redes de distribuição precosa ainda ser aperfeiçoada, tendo em vista que as condições de desacoplamento são distintas.

Uma das condições para justificar o desacoplamento proposto por STOTT é que a reatância série das linhas seja bem maior do que a resistência. Esta condição em geral não é satisfeita nas redes de distribuição, onde o valor da resistência pode ultrapassar o da reatância, resultando um maior número de iterações para a mesma precisão.

Cabe notar que o método proposto não é iterativo como o desacoplamento apresentado por B. STOTT nas referências [13, 14]. É da mesma linha que o método aproximado de inicialização do Newton-Raphson, desenvolvido também por STOTT para sistemas de transmissão e apresentado na referência [15].

Êsse método utiliza o desacoplamento KW x ÂNGULO DAS TENSÕES e KVAR x VOLTAGEM, resolvendo dois sistemas lineares (CC) simplificados. Para sistemas reticulados de distribuição são feitas hipóteses simplificadoras diferentes, no sentido de favorecer o desacoplamento para as variáveis de maior interesse que são queda de tensão, fluxo de corrente e carregamento dos transformadores. O modelo proposto manipula diretamente essas variáveis.

Paralelamente a esse trabalho está sendo desenvolvida pesquisa no sentido de adaptar o método da Ref. [14] para sistemas de distribuição. Este caminho também parece promissor, pois, permite obter a solução do problema com apenas uma matriz esparsa e constante. A dificuldade reside em encontrar o tipo de desacoplamento mais conveniente, para reduzir o número de iterações.

2.3 - DESACOPLAMENTO PARA QUEDA DE TENSÃO E FLUXO DE CORRENTE

Com o aparecimento do modelo de corrente alternada para as redes de transmissão, os modelos de corrente contínua foram abandonados quase que completamente, alegando-se falta de precisão dos resultados [1]. Entretanto, os estudos mais recentes na área de transmissão revelam que o desacoplamento das variáveis através de dois modelos CC oferece melhores perspectivas para diversos tipos de problemas: análise de contingência, estabilidade, curto-circuito, planejamento e supervisão de sistemas de potência [12, 13,14]

Será mostrado neste trabalho que o desacoplamento em dois modelos de corrente contínua, permite obter diversas vantagens no estudo de redes reticuladas de distribuição. Os dois sistemas de equações desacopladas podem ser representados por:

$$\left[I \right] = \left[\Gamma \right] \left[\Delta V \right] \text{ , para queda de tensão} \quad (2.6)$$

$$\left[I \right] = \left[Y \right] \left[DV \right] \text{ , para fluxo de corrente} \quad (2.7)$$

onde :

$\left[I \right]$ = vetor das correntes das cargas

$\left[\Delta V \right]$ = vetor quedas de tensão

$[DV]$ = vetor diferenças de tensão
$[\Gamma]$ = matriz de admitâncias equivalentes
$[Y]$ = matriz de admitâncias em magnitude

Para esse modelo, queda de tensão é a diferença entre as componentes reais da tensão no ponto considerado e da tensão de referência. Para ângulos pequenos esta definição aproxima-se da usual, que considera queda como sendo a diferença das magnitudes das tensões.

Ao contrário do vetor $[\Delta V]$, cujas componentes ΔV_i, i=1, 2...n, dão as quedas de tensão nas barras da rede, o vetor $[DV]$ não tem um significado físico próprio. As componentes DV_i, i = 1, 2 ... n associam valores numéricos às barras da rede, de tal modo que a diferença entre dois valores, correspondentes aos extremos de uma ligação física, fornece a magnitude do vetor diferença das tensões nesses pontos. A formulação detalhada desses sistemas é apresentada no próximo capítulo.

As admitâncias equivalentes às ligações da rede no modelo para queda de tensão levam em conta o fator de potência média das cargas. O modelo da rede que resulta, é específico para calcular queda de tensão. A matriz $[Y]$ é a matriz admitância da rede considerando apenas a magnitude das admitâncias série das ligações.

O sistema (2.6) é usado para calcular as quedas de tensão a partir das correntes das cargas. A representação das cargas por corrente leva normalmente a um processo iterativo, uma vez que se desconhece o valor das tensões. Utilizando um método de determinação aproximada de ponto duplo é possível conseguir precisão de 0.3% no valor das tensões em apenas uma iteração.

O sistema (2.7) é utilizado para calcular as diferenças de tensão a partir das correntes das cargas. O fluxo de corrente na rede é obtido indiretamente com as diferenças. Esse modelo é semelhante ao que se usava no analisador de circuitos, onde as ligações eram representadas por resistências proporcionais à magnitude da impedância complexa. A principal diferença está na representação das cargas (o modelo de impedância foi substituido pelo de corrente) e na determinação aproximada do ponto duplo da recorrência.

As matrizes [r] e [Y] são reais, simétricas, esparsas, definidas positivas e possuem a mesma estrutura, uma vez que representam a mesma rede. Essas características permitem aplicar as técnicas de ordenação ótima para triangularização de matrizes esparsas e simétricas [7, 8]. As principais vantagens que se pode obter com o desacoplamento proposto são:

i - redução de memória de computador com a eliminação das variáveis complexas.

ii - redução da quantidade de cálculos com a eliminação do processo iterativo para a convergência do processo dentro de limites aceitáveis.

iii- simplificação dos cálculos pelo uso adequado das características da rede.

iv - versatilidade na aplicação do modelo ao estudo de contingências e curto-circuito.

v - precisão dos resultados compatível com as exigências práticas.

vi - facilidades computacionais para a adaptação do modelo aos métodos numéricos matriciais mais eficientes.

2.4 - DESEMPENHO DO MODELO DESACOPLADO

Confrontando-se os resultados obtidos pelo método proposto, com os resultados fornecidos pela LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S/A, que utiliza o programa desenvolvido por W. F. TINNEY [7, 8], no qual o modelo AC das redes de transmissão é adaptado para resolver redes de distribuição subterrâneas, conclui-se, para os exemplos testados, que:

i - os perfis de tensão coincidem, com desvio máximo de 0.3%.

ii - o fluxo de corrente na rede secundária apresenta maior discrepância % em linhas pouco carregadas, cujo interesse de estudo é menor. Nas linhas mais carregadas o erro médio é inferior a 2%.

iii- o carregamento dos transformadores apresenta uma discrepância média de 0.5 %. A discrepância máxima individual foi inferior a 5%.

iv - as limitações de memória e tempo de computação favorecem o modelo desacoplado (foi usada em ambos os programas a

técnica de matrizes esparsas para resolver o sistema de equações). Este fator mostrou ser importante na análise de defeitos (perda de alimentador e curto-circuito) onde as técnicas usadas no modelo CC reduziram o tempo de execução.

A precisão obtida nas tensões e correntes é compatível com o erro dos instrumentos de medida normalmente usados em sistemas de baixa tensão.

Os resultados relativos ao fluxo de corrente podem ser usados para dimensionar os condutores, ajustar os limitadores e avaliar as perdas na rede.

A precisão resultante no carregamento dos transformadores é coerente com o erro contido nos dados que pode atingir 10% [1]. Portanto, as decisões de troca ou acréscimo de transformador e o dimensionamento do protetor podem ser tomadas através do modelo desacoplado.

- CAPÍTULO III -

3. MODELO DESACOPLADO PARA O CÁLCULO DE QUEDA DE TENSÃO E FLUXO DE CORRENTE EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO.

Neste capítulo são definidas as condições que permitem obter o modelo desacoplado. Os comentários iniciais em torno das hipóteses visam antecipar as implicações no modelamento da rede para o cálculo de queda de tensão e fluxo de corrente.

3.1 - Introdução ao Modelo

A formulação do problema está baseada nas hipóteses dadas a seguir. A notação apresentada no item 3.1.2. é válida para todo o texto.

3.1.1. - Hipóteses

I - AS QUEDAS DE TENSÃO NAS CARGAS SÃO INFERIORES A 5% DA TENSÃO NOMINAL;

II - OS ÂNGULOS DAS TENSÕES SÃO DESPREZÍVEIS;

III- AS CARGAS SÃO CONSTANTES E SEU FATOR DE POTÊNCIA É UNIFORME;

IV - AS TENSÕES SÃO BAIXAS PODENDO-SE DESPREZAR O EFEITO DAS CAPACITÂNCIAS DA REDE;

V - A TENSÃO PRIMÁRIA É CONSTANTE;

VI - O SISTEMA TRIFÁSICO É EQUILIBRADO.

Estas hipóteses descrevem as características das redes de baixa tensão e são normalmente aplicadas ao estudo dos problemas de distribuição. Tanto os métodos aproximados de cálculo manual quanto os métodos computacionais [3, 5], baseiam-se em tais hipóteses. Com o desacoplamento do sistema conseguem-se algumas simplificações adicionais no modelamento da carga, da rede e dos transformadores.

A hipótese I permite a representação da carga por corrente constante. A faixa de variação da tensão é fixada através de limites esti-

pulados pela Norma NB-3 da ABNT. Para fins práticos, é considerada aceitável uma variação da tensão de $\pm$ 5% em torno do valor nominal V_N.

Convém ressaltar que esse limite de queda pode ser mantido na maioria das redes reticuladas, sem a necessidade de utilizar bancos de capacitores ou transformadores com derivações para regular a tensão.

A hipótese II baseia-se nas características de linhas curtas como ocorre em redes de distribuição, nas quais as diferenças dos ângulos das tensões dificilmente ultrapassam 3^o. A validade dessa hipótese pode ser comprovada pelos resultados obtidos com os métodos clássicos GAUSS-SEIDEL e NEWTON-RAPHSON, testados em exemplos reais (ver apêndices B e F). Assim sendo, as quedas de tensão podem ser obtidas considerando-se apenas a parte real das tensões das barras.

A hipótese do fator de potência uniforme (III) , é justificada através dos seguintes fatos:

i - o agrupamento de cargas para reduzir o número de dados da rede tende a uniformizar o FP para um valor médio.

ii - a semelhança entre as cargas e os hábitos dos consumidores limita naturalmente o fator de potência na faixa 0.8 - 1.0 indutivo.

iii- o baixo rendimento dos motores e a incidência de multas tarifárias para fator de potência baixo, estimula os usuários a manterem-no acima de 0.8.

Medidas efetuadas em redes de distribuição, indicaram um fator de potência médio de 0.85, conforme os dados fornecidos pela LIGHT - Serviços de Eletricidade S/A. Um problema de ordem prática é a dificuldade de obter os dados das cargas com precisão superior a 10% [5]. Esta incerteza nos dados limita o grau de precisão exigível para os cálculos e justifica a utilização das simplificações que são feitas no modelo desacoplado.

A hipótese IV permite simplificar o modelo da linha de distribuição, considerando-se apenas a impedância série [2, 3, 5, 11]. Será mostrado que a linha pode ser representada por uma resistência equivalente no modelo para queda de tensão e pela magnitude da impedância no modelo para fluxo de corrente.

A hipótese V envolve o circuito primário da rede, e portanto, um nível de tensão e de impedância diferentes da rede secundária. Com ela pode-se supor as tensões internas dos transformadores no mesmo nível, que pode ser suprimido para se trabalhar diretamente com quedas de tensão.

A hipótese VI é feita normalmente quando se estudam sistemas de transmissão. A extensão para redes de distribuição, na qual ocorre utilização mista (carga monofásica e trifásica), pode ser feita nas seguintes condições:

i - as cargas significativas da rede são trifásicas;
ii - as cargas monofásicas são uniformes e em número suficientemente grande para produzir em média um sistema equilibrado para toda a curva de demanda diária.

O fato da rede ser equilibrada apresenta duas vantagens de ordem prática:

i - permite usar a representação por fase;
ii - possibilita desprezar a queda de tensão no neutro.

3.1.2. Notação

Para distinguir as variáveis do circuito de corrente alternada das utilizadas no modelo CC, é adotada a seguinte convenção:

i) as letras minúsculas i, v e s representam, respectivamente, corrente, tensão e potências complexas;
ii) as letras maiúsculas I, V e S representam, nessa ordem, as magnitudes das mesmas variáveis.

Assim, as grandezas associadas ao nó (barra) p da rede são dadas por:

$$i_p = I_p \angle -\phi_p \qquad (A)$$

$$v_p = V_p \angle -\delta_p \qquad (V)$$

$$s_p = v_p\, i_p^* = V_p\, I_p \underline{/-\delta_p + \phi_p} = S_p \underline{/-\delta_p + \phi_p} \qquad (VA)$$

Para representar uma matriz, na forma compacta, é usada letra maiúscula entre colchetes.

Por exemplo, a matriz admitância equivalente de uma rede com n barras é dada por :

$$\left[Y \right] = \begin{bmatrix} Y_{11} & \cdots & Y_{1n} \\ \vdots & & \vdots \\ Y_{n1} & \cdots & Y_{nn} \end{bmatrix}$$

Um vetor, ou matriz coluna, é representado de maneira semelhante; assim, o vetor queda de tensão dos n nós da rede é indicado por :

$$\left[\Delta V\right] = \left[\Delta V_1 \cdots \Delta V_n \right]^T$$

A associação de letra minúscula na representação compacta indica alguma particularização da matriz ou do vetor correspondentes.

Assim, por exemplo, o vetor corrente de curto circuito para uma falha no ponto q é representado por:

$$\left[I_q^f\right] = \left[0....0,\ I_q,\ 0.....0\right]^T$$

Ao longo do texto, é dada a nomenclatura para as diversas variáveis que aparecem.

3.1.3. Representação das Cargas:

Considerando conhecida a carga $s_p = S_p \underline{/\phi}$ no ponto p da rede, e admitindo a hipótese I, pode-se, em primeira aproximação, estimar a corrente para essa carga através de:

$$I_p = \frac{S_p}{V_o} \qquad (3.1)$$

Por convenção, a potência consumida será considerada negativa.

A relação de módulos (3.1) fornece o modelo de fonte de corrente para a carga, dado na Fig. 3.1.

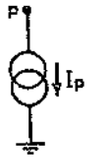


Fig. 3.1 - MODELO SIMPLIFICADO DA CARGA

Admitindo-se que os dados de potência sejam exatos e que a queda de tensão no ponto tenha atingido o limite de 5%, o erro no valor da corrente calculada por (3.1) será aproximadamente de 5%. Portanto o modelo proposto para a carga transfere o erro da tensão para a corrente.

Usando um processo iterativo para calcular a tensão, verifica-se uma rápida convergência: já na 2a. iteração o erro torna-se inferior a 1% conforme mostram os resultados contidos no APÊNDICE C.

Com o propósito de aumentar a precisão dos resultados por iteração, o modelo da carga é modificado no item 3.2.6. Até lá, será mantido o modelo acima para maior facilidade de apresentação.

3.1.4. Ângulos das Correntes na Rede

Como os ângulos das tensões são pequenos (hip. II) e o fator de potência das cargas, uniforme (hip. III), pode-se admitir que as correntes na rede estão praticamente em fase, o que é comprovado pelos resultados obtidos através do modelo CA (ver apêndice B, figura B6).

Portanto, sendo a carga do nó p dada por:

$$i_p = I_p \angle -\phi \qquad (3.2)$$

o fluxo de corrente na ligação p - q será

$$i_{pq} \equiv I_{pq} \angle -\phi \qquad (3.3)$$

Esta situação sugere naturalmente a interpretação por um modelo CC, uma vez que as tensões estão praticamente em fase ($\angle \delta \simeq 0^o$), da mesma forma que as correntes ($\angle i = -\phi^o$). A defasagem ϕ entre tensões e correntes será levada em conta no modelo para queda de tensão, conforme mostrado nos itens 3.2.2. e 3.2.3.

3.1.5. Modelo CA de uma Linha Curta:

Desprezando-se as capacitâncias no modelo π clássico de uma linha (hip. IV), resulta o modelo de linha curta dado na Fig. 3.2:

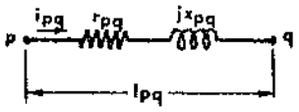


Fig. 3.2 - MODELO CA DE LINHA CURTA

$$z_{pq} = r_{pq} + j\, x_{pq} = \frac{\ell_{pq}}{K} (\rho + j\xi) \qquad (3.4)$$

onde

z_{pq} = impedância série da linha (Ω)

r_{pq} = resistência série (Ω)

x_{pq} = reatância série (Ω)

ℓ_{pq} = comprimento de linha (m)

K = condutores por fase

ρ = resistência linear por condutor (Ω/m)

ξ = reatância linear por condutor (Ω/m)

3.1.6. Desacoplamento para Queda de Tensão e Fluxo de Corrente

A corrente i_{pq}, percorrendo a linha da Fig. 3.2, provoca uma diferença de tensão dada por:

$$dv_{pq} = z_{pq}\, i_{pq} \triangleq de_{pq} + j\, df_{pq} \tag{3.5}$$

Em vista de (3.3) e (3.4), a equação (3.5) pode ser expressa por:

$$dv_{pq} = (r_{pq} + j\, x_{pq})\, I_{pq}(\cos\phi - j\, \mathrm{sen}\phi)$$

$$= \left|(r_{pq}\cos\phi + x_{pq}\,\mathrm{sen}\phi) + j(x_{pq}\cos\phi - r_{pq}\mathrm{sen}\phi)\right| I_{pq}$$

(3.6)

Separando (3.6) em parte real e imaginária, resulta:

$$de_{pq} = (r_{pq}\cos\phi + x_{pq}\,\mathrm{sen}\phi)\, I_{pq} \tag{3.7}$$

$$df_{pq} = (x_{pq}\cos\phi - r_{pq}\,\mathrm{sen}\phi)\, I_{pq} \tag{3.8}$$

A relação de magnitudes da equação (3.5) é dada por:

$$DV_{pq} = Z_{pq}\, I_{pq} = (de_{pq}^2 + df_{pq}^2)^{1/2} \tag{3.9}$$

A expressão (3.7) é usada no modelamento da rede para queda de tensão, conforme mostrado no próximo item. Corresponde a aproximar as tensões pelas suas componentes reais, o que se justifica através da hipótese II.

A expressão (3.9) é utilizada para calcular os fluxos de corrente a partir das diferenças de tensão. Estas são obtidas diretamente, modelando-se a rede pela magnitude das impedâncias, o que é mostrado no item 3.3.

O modelamento para queda de tensão e fluxo de corrente corresponde ao desacoplamento da variável diferença de tensão em componente real e magnitude.

3.2 - MODELO CC PARA O CÁLCULO DE QUEDA DE TENSÃO

Neste item é deduzida a expressão

$$[\ I\ ] = [\ r\ ][\ \Delta V\ ], \tag{2.6}$$

correspondente ao primeiro dos dois sistemas lineares desacoplados.

3.2.1. Queda de Tensão em um Ponto da Rede

Seja $v_o = V_o \angle 0^o$ a tensão de referência e $v_p = V_p \angle -\delta_p$ a tensão em um ponto p qualquer da rede. A queda de tensão nesse ponto é dada por:

$$\Delta V_p \triangleq |v_p| - |v_o| = V_p - V_o \tag{3.10}$$

A Fig. 3.3 representa o diagrama vetorial dessas tensões:

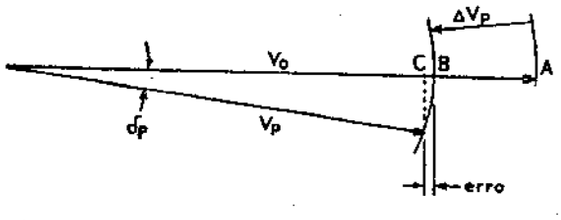


Fig. 3.3 - DIAGRAMA DE TENSÕES COM ERRO DE APROXIMAÇÃO (3.11)

Como $\delta_p \leq 3^o$ (hip. II), pode-se aproximar a queda de tensão por:

$$\Delta V_p = \overline{AB} \simeq \overline{AC} \tag{3.11}$$

Conforme mostra a Fig. 3.3, $\overline{AC}$ é dado por:

$$\overline{AC} = V_p \cos\delta_p - V_o$$

$$\text{ERRO} = V_p - V_p \cos\delta_p = V_p(1 - \cos\delta_p)$$

O erro máximo que se estará cometendo, se $\delta_{MAX} = 3^o$, é de 0,14% de tensão nominal V_o, e 3,5% da queda máxima, que é 0,05 V_o.

O erro de 0,14% na tensão é compatível com a precisão dos ins - trumentos de medida usuais, porém em termos de queda de tensão o erro de 3,5 % é excessivo para calcular os fluxos de corrente na rede. Isto justifica a utilização de um modelo específico para o fluxo de corrente.

Deste ponto em diante, quando se mencionar queda de tensão ΔV_p, estará subentendida a projeção $\overline{AC}$.

3.2.2. Modelo CC para uma Linha

A Fig. 3.4 representa o diagrama vetorial da corrente e das tensões em uma ligação p - q qualquer da rede:

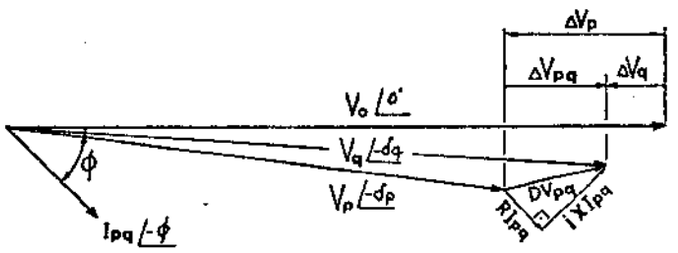


Fig. - 3.4 QUEDA DE TENSÃO EM LINHA

Por relações geométricas, pode-se escrever:

$$\Delta V_{pq} = (r_{pq} \cos\phi + x_{pq} \operatorname{sen}\phi)\, I_{pq} \qquad (3.12)$$

que é a própria expressão (3.7), isto é:

$$\Delta V_{pq} = Re(dv_{pq})$$

Pela aproximação (3.11), a queda de tensão ΔV_{pq} pode ser obtida também pela diferença:

$$\Delta V_{pq} = \Delta V_q - \Delta V_p \qquad (3.13)$$

Definindo:

$$R_{pq} \triangleq r_{pq} \cos\phi + x_{pq} \operatorname{sen}\phi \qquad (3.14)$$

a equação (3.12) fica:

$$\Delta V_{pq} = R_{pq} I_{pq} \qquad (3.15)$$

R_{pq} da expressão (3.14) representa uma RESISTÊNCIA EQUIVALENTE, relacionando o módulo da corrente que circula na linha com a componente real da diferença das tensões terminais da linha.

Conforme foi adiantado no item 3.1.4, o fator de potência das cargas aparece, nesse modelo, incluido na própria rede, através da resistência equivalente.

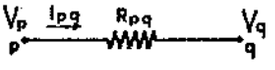


Fig. 3.5 - MODELO CC DA LINHA p - q

Será mostrado a seguir que o transformador pode ser modelado de forma semelhante ao de uma linha curta no modelo de queda de tensão.

3.2.3. Representação do Transformador

Como se deseja estudar a rede secundária, é conveniente representar o circuito equivalente de um transformador de potência com os parâmetros transferidos para o secundário:

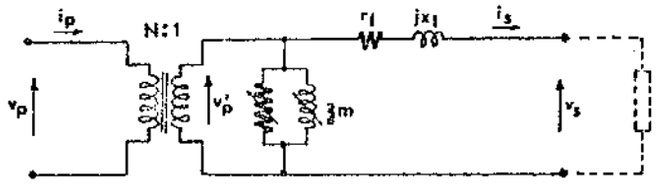


Fig. 3.6 - CIRCUITO EQUIVALENTE POR FASE DO TRANSFORMADOR

onde:

$i_s = I_s \angle -\phi \ -\delta_s$ corrente da carga ligada ao secundário.

$i_p = I_p \angle -\phi$ corrente no primário.

$v_s = V_s \angle -\delta_s$ tensão terminal no secundário.

$v_p = V_p \angle 0°$ tensão de referência nos terminais do primário.

N relação da transformação a plena carga.

$v'_p = \frac{v_p}{N} = V'_p \angle 0°$ tensão primária refletida no secundário, também designada por "tensão interna" do transformador.

δ_s ângulo da tensão no secundário, com referência ao primário.

z_m, r_t e x_t são os parâmetros do transformador.

Para o cálculo da queda de tensão, pode-se desprezar a impedância paralela z_m, resultando o circuito simplificado da Fig. 3.7:

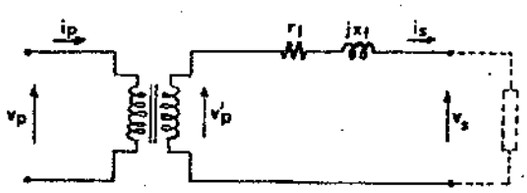


Fig. 3.7 - CIRCUITO EQUIVALENTE DE QUEDA DE TENSÃO NO TRANSFORMADOR

A tensão interna do transformador (v'_p) pode ser calculada por:

$$v'_p = v_s + (r_t + jx_t)i_s$$

O diagrama de corrente e tensões do transformador está dado na Fig. 3.8:

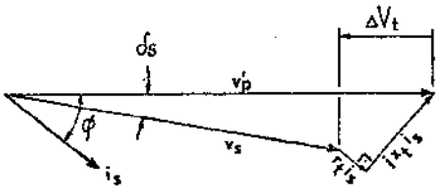


Fig. 3.8 - DIAGRAMA DE TENSÕES E CORRENTE DO TRANSFORMADOR

Nos transformadores usados em distribuição, os valores de r_t e x_t são suficientemente baixos para manter, mesmo em plena carga, a queda de tensão ΔV_t menor que 5% e o ângulo δ_s menor que 3^o. Valores típicos de queda e ângulo podem ser vistos nos resultados dos apêndices B e F.

Pela hipótese V pode-se admitir que a tensão interna V'_p é constante, e por esse motivo será tomada como referência, i.e.:

$$V'_p = \frac{V_p}{N} \triangleq V_o$$

Satisfeitas as mesmas condições que permitiram modelar a linha, pode-se fazer uso da aproximação (3.11) e escrever expressões semelhantes a (3.12) e (3.15) para a queda de tensão ΔV_t no transformador:

$$\Delta V_t = (r_t \cos\phi + x_t \operatorname{sen}\phi)\ I_s \qquad (3.16)$$

$$\Delta V_t = R_t\ I_s \qquad (3.17)$$

onde $R_t = r_t \cos\phi + x_t \operatorname{sen}\phi$ é a resistência equivalente, no modelo CC, à impe-

dância interna do transformador alimentando uma carga com fator de potência FP = cosϕ. A carga está representada pelo módulo da corrente no secundário, I_s.

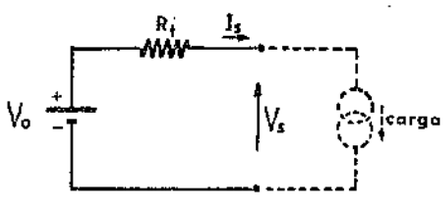


Fig. 3.9 - MODELO CC DO TRANSFORMADOR

3.2.4. Modelo da Rede Secundária Completa

Tendo-se modelado a carga, as linhas e os transformadores , pode-se obter o modelo para queda de tensão.

Para simplificar a apresentação, considere-se uma rede exemplo, contendo n-nós, l-linhas e t-transformadores:

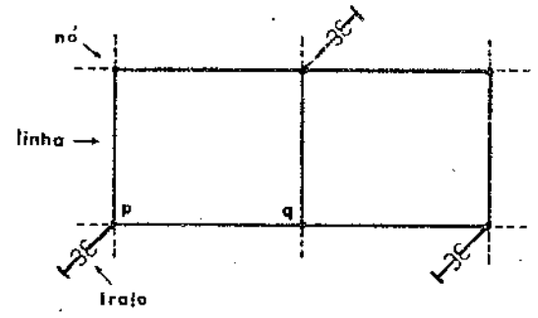


Fig. 3.10a - REPRESENTAÇÃO UNIFILAR PARCIAL DA REDE

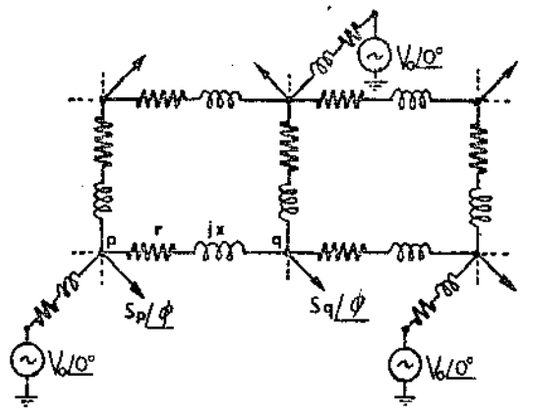


Fig. 3.10b - REPRESENTAÇÃO CA DA REDE

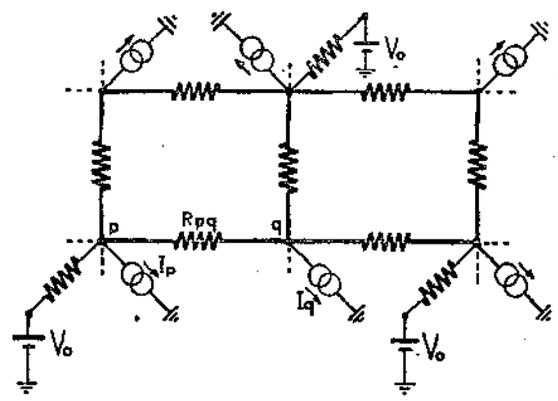


Fig. 3.10c - MODELO CC DA REDE PARA TENSÕES

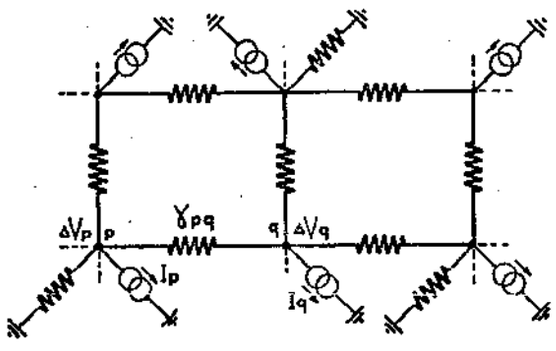


Fig. 3.10d - MODELO CC DA REDE PARA QUEDA DE TENSÃO

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL

Na Fig. 3.10b, a rede é representada pelo modelo CA clássico, usado atualmente para estudar os sistemas de distribuição (ver resultados LIGHT, apêndice F e Ref. [5, 15]).

A Fig. 3.10c representa a rede através do modelo proposto CC, supondo a referência na terra; a carga é modelada por fontes de corrente, a rede pelas resistências equivalentes e os transformadores por fontes de tensão e resistências série. O nível constante V_o, imposto pelos transformadores, pode ser suprimido, mudando-se a referência para a tensão interna V_o. O circuito resultante, dado na Fig. 3.10d, permite calcular as quedas de tensão diretamente.

Designando a admitância equivalente da linha pq por:

$$\gamma_{pq} = \frac{1}{R_{pq}} \tag{3.18}$$

pode-se escrever um sistema de n equações nodais lineares para o circuito da Fig. 3.10d, que, na representação matricial, é dado por:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ \vdots \\ I_p \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \gamma_{11} \cdots & \gamma_{1p} \cdots & \gamma_{1n} \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ \gamma_{p1} \cdots & \gamma_{pp} & \\ \vdots & & \vdots \\ \gamma_{n1} \cdots\cdots & & \gamma_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_1 \\ \vdots \\ \Delta V_p \\ \vdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix} \tag{3.19}$$

onde:

I_p , p = 1, 2 ... n, são as correntes das n cargas calculadas por (3.1);

ΔV_p, p = 1, 2 ... n, são as quedas de tensão a determinar para os n nós;

γ_{pp} é a soma das admitâncias equivalentes ligadas ao nó p;

γ_{pq} é o negativo da admitância equivalente ligando os nós pq.

Usando a notação compacta, o sistema (3.19) pode ser representado por:

$$[I] = [\Gamma][\Delta V] \tag{3.20}$$

A expressão (3.20) deve ser reconhecida como sendo o sistema desacoplado (2.6). Os vetores [I] e [ΔV], de dimensão n, representam as correntes e quedas de tensão dos n nós da rede. [Γ] é a matriz admitância nodal equivalente, tomando-se as tensões internas dos transformadores como referência. Convém lembrar que a matriz admitância nodal é esparsa, real e simétrica ($\gamma_{pq} = \gamma_{qp}$). Além disso, é não singular porque as resistências equivalentes dos transformadores ligam a rede à nova referência.

No modelo para queda de tensão, dado na Fig. 3.10d, as cargas são os elementos ativos, representados pelas fontes de corrente enquanto que os transformadores e as linhas são os elementos passivos, representados pelas resistências equivalentes. A tensão interna dos transformadores é mantida constante e igual a zero, satisfazendo a hipótese V. Os valores obtidos para ΔV_i, i = 1, 2 ... n, são negativos, uma vez que a referência foi deslocada para o maior nível de tensão da rede secundária, que é a tensão interna V_o dos transformadores.

3.2.5. Solução do Sistema [I] = [Γ][ΔV]

Uma vez que a matriz [Γ] é não singular, existe uma solução não trivial para o sistema (3.20), representável por:

$$[\Delta V] = [\Gamma]^{-1}[I] \tag{3.21}$$

Conhecidas as quedas, pode-se obter a tensão nos diversos pontos da rede, usando a relação (3.10) para cada nó:

$$[V] = [V_o] + [\Delta V] \tag{3.22}$$

Como em geral as redes de distribuição reticuladas são de grande porte, não se faz a inversão da matriz [Γ] da maneira clássica, porque apesar de [Γ] ser esparsa, a sua inversa é cheia, dificultando o armazenamento na memória do computador.

Para resolver o sistema (3.20), utiliza-se a técnica de triangularização desenvolvida para matriz admitância de redes de grande porte [7, 8].

Apesar da matriz inversa ser cheia, a triangularizada correspondente é esparsa, sendo o grau de esparsidade função da numeração dos nós da rede.

Essa técnica mostrou ser bastante eficiente para resolver os problemas de redes com 1000 nós em computadores de 50 K palavras de memória.

No Apêndice A são apresentados maiores detalhes.

3.2.6. Determinação Aproximada do Ponto Duplo-Eliminação do Processo Iterativo

A precisão dos resultados obtidos pela solução do sistema (3.20) pode ser aumentada através de um processo iterativo no qual se corrige as correntes atribuídas às cargas, em função das tensões calculadas. Assim, após ν iterações, tem-se:

$$I_p^{(\nu)} = S_p \,/\, (V_o + \Delta V_p^{(\nu)}) \qquad p = 1, 2 \ldots n \qquad (3.23)$$

Para a iteração $\nu + 1$, as quedas são obtidas a partir do sistema:

$$[I]^{(\nu)} = [Y]\,[\Delta V]^{(\nu + 1)} \qquad (3.24)$$

Devido às particularidades das redes de distribuição - quedas e ângulos das tensões pequenos - o processo converge rapidamente. Em exemplos testados, o erro nas tensões caiu de 5% para 0,2% nas duas primeiras iterações. A Fig. 3.11 mostra a convergência do processo, para a rede 2 , descrita no capítulo 5.

Em comparação com as incertezas nos próprios dados das cargas, os resultados da segunda iteração em diante são satisfatórios.

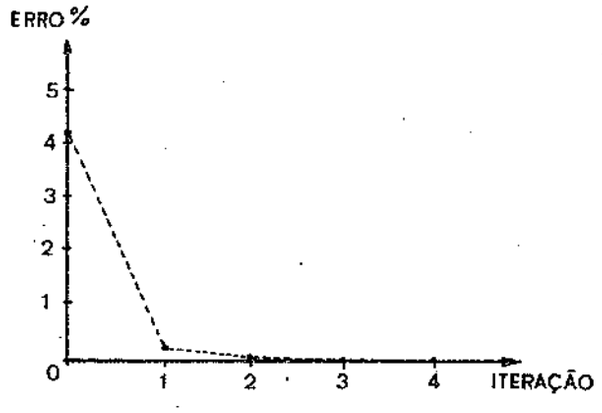


Fig. 3.11 - CONVERGÊNCIA DA TENSÃO

Apesar da rápida convergência do processo iterativo, é vantajoso calcular o ponto duplo aproximado da recorrência (3.23) e (3.24), para obter diretamente os resultados com precisão comparável aos da segunda iteração normal. Dessa forma, dispensa-se o processo iterativo, reduzindo a quantidade de cálculos. A aplicação desse artifício corresponde a uma modificação no modelo da carga, como será mostrado a seguir.

Substituindo-se (3.23) em (3.24), resulta o sistema

$$\begin{bmatrix} \frac{S_1}{V_o}\left(\frac{1}{1+\frac{\Delta V_1^{(\nu)}}{V_o}}\right) \\ \cdots\cdots\cdots\cdots \\ \frac{S_p}{V_o}\left(\frac{1}{1+\frac{\Delta V_p^{(\nu)}}{V_o}}\right) \\ \cdots\cdots\cdots\cdots \\ \frac{S_n}{V_o}\left(\frac{1}{1+\frac{\Delta V_n^{(\nu)}}{V_o}}\right) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11}\cdots\cdots Y_{1p}\cdots\cdots Y_{1n} \\ \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots \\ Y_{p1}\cdots\cdots Y_{pp}\cdots\cdots Y_{pn} \\ \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots \\ Y_{n1}\cdots\cdots Y_{np}\cdots\cdots Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_1 \\ \cdots \\ \Delta V_p \\ \cdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix}^{(\nu+1)} \qquad (3.25)$$

Como consequência da hipótese I, tem-se:

$$0 \leq \frac{\Delta V_p}{V_o} \leq 0{,}05 \quad , \; p = 1, 2 \ldots n \tag{3.26}$$

e que permite linearizar os fatores $\dfrac{1}{1 + \dfrac{\Delta V_p}{V_o}}$, desprezando os termos de ordem superior no desenvolvimento em série de Taylor. Portanto:

$$\frac{1}{1 + \dfrac{\Delta V_p}{V_o}} \approx 1 - \frac{\Delta V_p}{V_o} \tag{3.27}$$

Levando (3.27) em (3.25) resulta:

$$\begin{bmatrix} \dfrac{S_1}{V_o} - \dfrac{S_1}{V_o^2} \cdot \Delta V_1^{(\nu)} \\ \cdots\cdots\cdots\cdots \\ \dfrac{S_p}{V_o} - \dfrac{S_p}{V_o^2} \cdot \Delta V_p^{(\nu)} \\ \cdots\cdots\cdots\cdots \\ \dfrac{S_n}{V_o} - \dfrac{S_n}{V_o^2} \cdot \Delta V_n^{(\nu)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \gamma_{11} \cdots \gamma_{1p} \cdots \gamma_{1n} \\ \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots \\ \gamma_{p1} \cdots \gamma_{pp} \cdots \gamma_{pn} \\ \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots \\ \gamma_{n1} \cdots \gamma_{np} \cdots \gamma_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_1 \\ \cdots \\ \Delta V_p \\ \cdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix}^{(\nu + 1)} \tag{3.28}$$

Definindo

$$I_p^{(o)} \triangleq \frac{S_p}{V_o} \qquad p = 1, 2 \ldots n, \tag{3.29}$$

e considerando que no ponto duplo

$$\Delta V_p^{(\nu)} = \Delta V_p^{(\nu+1)} \triangleq \Delta V_p \quad p = 1, 2 \ldots n, \tag{3.30}$$

é possível escrever o sistema (3.28) na forma:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ \vdots \\ I_p \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix}^{(0)} = \begin{bmatrix} (Y_{11} + \frac{S_1}{V_o^2}) & \cdots & Y_{1p} & \cdots & Y_{1n} \\ \vdots & & \vdots & & \vdots \\ Y_{p1} & \cdots & (Y_{pp} + \frac{S_p}{V_o^2}) & \cdots & Y_{pn} \\ \vdots & & \vdots & & \vdots \\ Y_{n1} & \cdots & Y_{np} & \cdots & (Y_{nn} + \frac{S_n}{V_o^2}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_1 \\ \vdots \\ \Delta V_p \\ \vdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix} \qquad (3.31)$$

Com o sistema (3.31) pode-se obter diretamente as quedas de tensão correspondentes ao ponto duplo aproximado da recorrência (3.24), partindo das correntes calculadas pela tensão nominal (3.1).

Os termos $\frac{S_p}{V_o^2}$ têm dimensão de admitância negativa porque a potência da carga é negativa. A adição de $\frac{S_p}{V_o^2}$ ao elemento da diagonal principal da matriz $[Y]$ equivale a ligar uma resistência negativa entre o nó p e a referência, fornecendo o modelo de carga da Fig. 3.12.

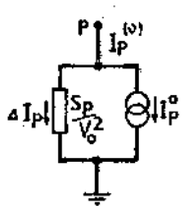


Fig. 3.12 - MODELO DA CARGA PARA DETERMINAÇÃO DO PONTO DUPLO

A interpretação desse modelo é simples: a diferença ΔI_p entre a corrente real $I_p^{(\nu)}$ e a corrente estimada $I_p^{(o)}$ circula para a referência através da resistência $\frac{V_o^2}{S_p}$, mantendo constante a potência na carga e provocando a queda de tensão ΔV_p que se deseja determinar.

A matriz modificada, assim obtida, continua não singular, uma vez que a adição de $\frac{S_p}{V_o^2}$ aumenta o número de ligações entre a rede e a referência.

A esparsidade da matriz original não é alterada, pois só são modificados os elementos da diagonal principal.

Os resultados obtidos com o modelo modificado estão dados no apêndice C. Pode-se comparar os valores obtidos após uma iteração do modelo modificado com os de 4 iterações do modelo original.

O circuito equivalente da rede exemplo, segundo o novo modelo da carga, está mostrado na Fig. 3.13.

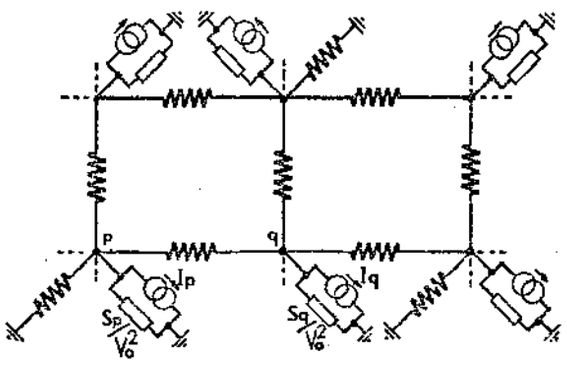


Fig. 3.13 - MODELO CC DE QUEDA DE TENSÃO PARA ITERAÇÃO DE PONTO DUPLO

3.3 - MODELO CC PARA O CÁLCULO DOS FLUXOS DE CORRENTE

Para completar o modelo desacoplado, falta desenvolver o sistema que permite obter as correntes na rede com a precisão e rapidez desejadas. Será mostrado a seguir, que o mesmo modelo desenvolvido para quedas de tensão, satisfaz esses requisitos, substituindo-se apenas as resistências equivalentes pelos módulos das impedâncias das linhas e dos transformadores.

3.3.1. Diferença de Tensão em Linha

A Fig. 3.14 mostra o diagrama vetorial de corrente e tensões na ligação p-q da rede:

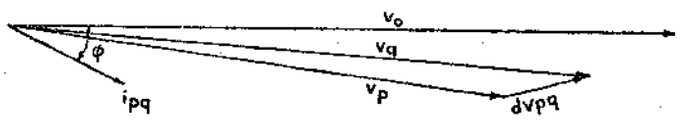


Fig. 3.14 - DIFERENÇA DE TENSÃO EM LINHA

A diferença vetorial das tensões nos extremos da linha é:

$$dv_{pq} = v_q - v_p \tag{3.32}$$

A magnitude dessa diferença é dada por:

$$DV_{pq} = |v_q - v_p| \tag{3.33}$$

Sendo $z_{pq} = Z_{pq} \angle \theta_{pq}$ a impedância série da linha, pode-se expressar essa magnitude também pela Lei de Ohm:

$$DV_{pq} = Z_{pq} \cdot I_{pq} \tag{3.9}$$

A expressão (3.9), que relaciona os módulos das variáveis complexas, permite obter a corrente na linha a partir das diferenças de tensão.

3.3.2. Diferença de Tensão em Transformador

A Fig. 3.15 mostra o diagrama de tensões e correntes do transformador ligado ao ponto t da rede (terminal de transformador):

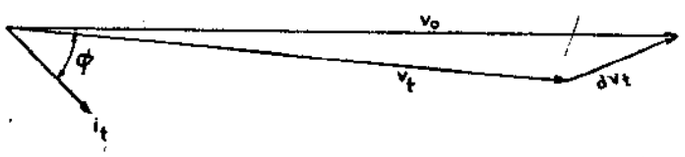


Fig. 3.15 - DIFERENÇA DE TENSÃO EM TRANSFORMADOR

A diferença da tensão v_t nesse ponto para a tensão interna v_o do transformador é dada por:

$$DV_t = Z_t \, I_t \qquad (3.34)$$

onde Z_t = módulo da impedância série do transformador,

I_t = corrente de carga do transformador.

3.3.3. Modelo da Rede para Diferenças de Tensão

Substituindo na Fig. 3.10d as resistências equivalentes pelos módulos das respectivas impedâncias, resulta o circuito da Fig. 3.16.

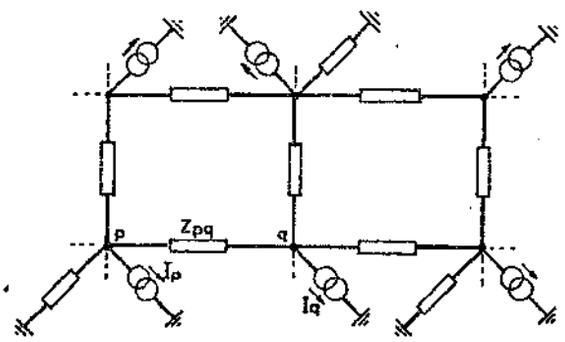


Fig. 3.16 - MODELO CC PARA DIFERENÇAS DE TENSÃO

Representando-se as cargas por fontes de corrente (3.1) e as admitâncias da rede pelas respectivas magnitudes, os fluxos de corrente na rede vão provocar quedas ôhmicas, dadas pelas relações (3.9) para as linhas e (3.34) para os transformadores.

As correntes das cargas são modeladas por:

$$I_p = \frac{S_p}{V_o + \Delta V_p} \qquad p = 1, 2 \ldots n \qquad (3.35)$$

O sistema que representa o circuito da Fig. 3.16 é dado por:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_{11} & \cdots & y_{1n} \\ \vdots & & \vdots \\ y_{n1} & \cdots & y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} DV_1 \\ \vdots \\ DV_n \end{bmatrix} \qquad (3.36a)$$

ou, na forma compacta:

$$[I] = [Y][DV] \qquad (3.36b)$$

onde:

- $[I]$ é o vetor das correntes de carga;
- $[Y]$ é a matriz admitância da rede modelada pela magnitude das impedâncias;
- $[DV]$ é o vetor das diferenças de tensão.

A matriz $[Y]$ tem a mesma estrutura da matriz $[\Gamma]$ porque representa a mesma rede.

A equação (3.36) é o sistema desacoplado para fluxo de corrente (2.7).

Conforme foi adiantado no capítulo 2, só tem sentido falar em diferença de tensão entre barras ligadas fisicamente, e que, portanto, satisfazem uma das equações (3.9) ou (3.34).

3.3.4. Solução do Sistema $[I] = [Y][DV]$

A matriz $[Y]$ sendo não singular, pelas mesmas razões que $[\Gamma]$, permite escrever a solução do sistema (3.36) na forma:

$$[DV] = [Y]^{-1}[I] \qquad (3.37)$$

Esta solução é obtida também pela técnica de triangulariza - ção de matrizes esparsas.

3.3.5. Cálculo das Correntes na Rede

O vetor [DV], obtido pela solução do sistema (3.36), permite calcular as diferenças nas diversas linhas da rede:

$$DV_{pq} = DV_q - DV_p \qquad \text{na linha p-q} \qquad (3.38)$$

Uma vez que os transformadores estão ligados à referência, as diferenças de tensão correspondentes são dadas diretamente pelo vetor [DV].

O fluxo de corrente é calculado a partir de (3.9) e (3.34) :

$$I_{pq} = \frac{DV_{pq}}{Z_{pq}} \qquad \text{para a linha p-q} \qquad (3.39)$$

$$I_t = \frac{DV_t}{Z_t} \qquad \text{para o transformador t} \qquad (3.40)$$

Com isso é completado o modelo desacoplado para calcular queda de tensão e fluxo de corrente.

3.3.6. Vantagens do Desacoplamento Proposto

O desacoplamento dos sistemas na forma:

$$[I] = [\Gamma][\Delta V] \qquad \text{(para queda de tensão)} \qquad (3.31)$$

$$[I] = [Y][DV] \qquad \text{(para fluxo de corrente)} \qquad (3.36)$$

apresenta diversas vantagens:

i - a solução de cada sistema isolado requer menos memória e tempo de computação do que o método convencional NEWTON-RAPHSON;

ii - a igualdade de estrutura das matrizes [Γ] e [Y] permite reduzir os requisitos de memória e cálculo na formação e triangularização das matrizes no caso de resolver os sistemas consecutivamente;

iii- a partir da solução do primeiro sistema pode-se gerar o vetor independente [I] do segundo com boa precisão, eli-

minando-se o processo iterativo ou a determinação aproximada do ponto duplo para o cálculo dos fluxos.

iv - de acordo com a aplicação, pode-se resolver apenas um dos sistemas, economizando-se tempo e memória. Por exemplo, no estudo de curto circuito os valores assumidos pelas correntes têm um grau de interesse maior do que os valores das tensões nas barras. Por essa razão, pode-se dispensar o primeiro sistema e resolver apenas o modelo para correntes. O ganho de tempo nesse caso é importante devido ao grande número de casos que em geral se precisa estudar;

v - de acordo com o grau de precisão exigido para os resultados, pode-se optar por:

1. resolver apenas o sistema para quedas, calculando as correntes na rede por $I_{pq} = \frac{\Delta V_{pq}}{R_{pq}}$ com menor precisão, devido às aproximações feitas no numerador e no denominador.
2. resolver apenas o sistema para correntes e, ao percorrer a rede, converter as diferenças em quedas de tensão.

- CAPÍTULO IV -

4. APLICAÇÃO DO MODELO DESACOPLADO À ANÁLISE DE DEFEITOS

No capítulo 2 foram apresentadas as principais características de uma rede de distribuição subterrânea. No presente capítulo será mostrado como o modelo desacoplado, obtido anteriormente, pode ser aplicado à análise de defeitos em redes subterrâneas.

As aplicações tratarão especificamente:

i - do estudo de contingências e
ii - do estudo de curto-circuito trifásico na rede secundária.

A análise de defeitos é fundamental no estudo da operação e no planejamento da expansão de redes de distribuição subterrâneas.

A partir do estudo de contingências, pode ser determinado o número e a localização dos transformadores, bem como sua alocação com respeito aos alimentadores primários, obedecendo aos critérios de projeto e limites de operação. Através da análise de curto-circuito é possível determinar a secção e o número de condutores para cada ligação, além da solicitação dos equipamentos em situações de emergência.

4.1 - ANÁLISE DE CONTINGÊNCIAS

Para simular a perda de um alimentador primário (1º contingência), é necessário eliminar, no modelo, as resistências correspondentes aos transformadores a êle ligados. Apesar da topologia da rede ser alterada, pode-se reduzir os cálculos pela utilização de recursos matemáticos para calcular o novo estado da rede a partir do estado básico, i.e., com todos os transformadores ligados. Essas técnicas permitem reduzir o tempo gasto na solução do grande número de alternativas que compõe a análise de defeitos.

Apesar de não se calcular as inversas $[\Gamma]^{-1}$ e $[Y]^{-1}$ para resolver os sistemas (3.31) e (3.36), as alterações que são introduzidas na rede pela eliminação ou introdução de linhas, podem ser obtidas usando a seguinte

propriedade matricial:

Seja [A] uma matriz quadrada com inversa $[A]^{-1}$, e sejam [U] e [V] dois vetores com a mesma dimensão de [A]. Verifica-se que:

$$([A] + \alpha[U][V]^T)^{-1} = [A]^{-1} - \frac{[A]^{-1}\,[U][V]^T\,[A]^{-1}}{1/\alpha + [V]^T[A]^{-1}[U]} \qquad (4.1)$$

A expressão (4.1) foi originalmente apresentada por Sherman e Morrison e aplicada à inversão de matrizes por WILF [4]. No início da década de 60, H. BROWN, baseado nas leis dos circuitos elétricos, propôs um método para formar diretamente a matriz impedância da rede para o estudo de curto-circuito [6].

Pode-se mostrar que as expressões por êle obtidas para calcular a matriz impedância, são um caso particular de (4.1). Em 1971 W. F. TINNEY aplicou a mesma expressão na análise de contingências de sistemas de transmissão, usando triangularização da matriz admitância da rede [12].

No presente trabalho, essa técnica é utilizada em duas aplicações: na eliminação de transformador para a análise de contingências e na eliminação de ligação para o estudo de curto-circuito em linha.

No planejamento da expansão do sistema, pode ser usada a mesma técnica de eliminação e acréscimo de linha ou transformador para verificar as condições de operação da rede para as diferentes circunstâncias previstas.

A matriz $\alpha[U][V]^T$ contém os elementos que modificam [A] para a nova situação. O problema de analisar contingências resume-se em definir α e os vetores [U] e [V] que simulam a saída dos transformadores ligados ao alimentador em questão.

As deduções seguintes serão baseadas no sistema para queda de tensão, conforme equação (3.31). Operações análogas podem ser feitas no sistema para fluxo de corrente (3.36).

4.1.1. Eliminação de Transformador

Com a eliminação do transformador ligado ao nó t, resulta o sistema modificado:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ \vdots \\ I_t \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} \cdots Y_{1t} \cdots Y_{1n} \\ \vdots \\ Y_{t1} \cdots (Y_{tt} - Y_T) \\ \vdots \\ Y_{n1} \cdots Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_1 \\ \vdots \\ \Delta V_t \\ \vdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix} \qquad (4.2a)$$

onde :

Y_{ii} = admitância equivalente do nó i menos a admitância $\frac{S_i}{V_o^2}$,

Y_{ij} = admitância equivalente da ligação ij,

Y_T = admitância equivalente do transformador eliminado

Na forma compacta, o sistema (4.2a) é representado por:

$$[I] = [Y^t]\ [\Delta V^t] \qquad (4.2b)$$

O vetor das cargas [I] não é modificado porque se usa o modelo da carga para ponto duplo no cálculo das quedas de tensão.

A matriz modificada $[Y^t]$ pode ser escrita na forma:

$$[Y^t] = [Y] - Y_T\ [U^t][U^t]^T \qquad (4.3)$$

onde $[U^t]$ é a t-ésima coluna da matriz unitária, i.é.

$$[U^t] = [0 \ldots 0, 1, 0 \ldots 0]^T \qquad (4.4)$$

Substituindo-se (4.3) em (4.2), resulta:

$$[I] = (\ [Y] - Y_T[U^t][U^t]^T)\ [\Delta V^t] \qquad (4.5)$$

A solução do sistema (4.5), em vista de (4.1), é dada por:

$$[\Delta V^t] = [\Gamma]^{-1} + \frac{[\Gamma]^{-1}[U^t][U^t]^T\,[\Gamma]^{-1}}{1/\gamma_T - [U^t]^T[\Gamma]^{-1}[U^t]}\,[I]$$

Os produtos $[\Gamma]^{-1}[I]$ podem ser substituídos por $[\Delta V]$, já calculados:

$$[\Delta V^t] = [\Delta V] + \frac{[\Gamma]^{-1}[U^t][U^t]^T}{1/\gamma_T - [U^t]^T[\Gamma]^{-1}[U^t]}\,[\Delta V] \qquad (4.6)$$

Definindo-se os vetores $[\varepsilon^t]$ e $[Z^t]$ como sendo:

$$[\varepsilon^t] \triangleq [\Delta V^t] - [\Delta V] \qquad (4.7)$$

$$[Z^t] \triangleq [\Gamma]^{-1}[U^t] = [z_1 \;\cdots\; z_p \;\cdots\; z_n]^T \qquad (4.8)$$

a expressão (4.6) pode ser reduzida a:

$$[\varepsilon^t] = \frac{[Z^t][U^t]^T\,[\Delta V]}{1/\gamma_T - [U^t]^T\,[Z^t]} \qquad (4.9)$$

Como $[U^t]$ tem apenas o t-ésimo termo não nulo, resulta:

$$[U^t]^T\;[\Delta V] = \Delta V_t$$

$$[U^t]^T\;[Z] = z_t$$

Portanto (4.9) pode ser escrita na forma:

$$[\varepsilon^t] = \frac{\Delta V_t}{1/\gamma_t - z_t}\,[Z^t] \qquad (4.10)$$

A expressão (4.10) mostra como obter o vetor de perturbação das tensões $[\varepsilon^t]$ devido à saída do transformador p, a partir do vetor $[Z^t]$.

A obtenção de $[Z^t]$ em (4.8) na prática, não exige a inversão da matriz $[\Gamma]$. Basta repetir, para o vetor $[U^t]$, as operações que transformam o vetor $[I]$ em $[\Delta V]$.

Após a eliminação de um transformador, as quedas de tensão são corrigidas por:

$$[\Delta V^t] = [\Delta V] + [\varepsilon^t] \qquad (4.11)$$

Para a eliminação de outro transformador, define-se um novo valor para t, repetindo as operações (4.8), (4.10) e (4.11), substituindo em (4.10) o valor corrigido para ΔV_t. Com a eliminação sucessiva de todos os transformadores ligados ao mesmo alimentador, chega-se aos valores das quedas correspondentes à situação de 1º contingência.

Convém salientar que não é necessário fazer novas triangularizações além do caso básico. A simulação de perda de alimentador permite passar de uma contingência para outra, sem fazer operações de retorno ao caso básico.

A retirada dos transformadores deve ser feita de forma análoga para o modelo de corrente, a fim de se obter as correções nas diferenças de tensão com as quais se calculam os fluxos de corrente.

4.2 - ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO

Conforme foi dito no capítulo 2, é necessário ter uma estimativa do valor das correntes de curto-circuito na rede secundária, tendo em vista vários objetivos:

i - garantir a queima livre do condutor curto-circuitado sem comprometer o isolamento dos condutores adjacentes.

ii - determinar onde instalar o limitador de corrente, caso a condição de queima-livre não possa ser satisfeita.

iii - determinar onde instalar os transformadores para aumentar a corrente de curto-circuito.

Testes de laboratório [3] mostraram que a queima-livre de condutor subterrâneo ocorre em condições consideradas normais, se no ponto de ocorrência da falha, a corrente for superior ao valor dado na tabela 2.1.

Como a velocidade da queima aumenta com a corrente, basta calcular o valor de regime para o curto: se for ultrapassado o mínimo estipulado, diz-se que o critério de queima-livre é satisfeito; caso contrário, deve-se modificar a rede, colocando limitadores, reduzindo a secção dos condutores, ou introduzindo transformadores.

4.2.1. Hipóteses para o Estudo de Curto-Circuito

As hipóteses dadas no capítulo 3 permitiram obter o modelo desacoplado. Para o estudo de curto pode-se fazer algumas simplificações no modelo, baseando-se nas seguintes hipóteses complementares:

VII - as correntes devido às cargas são muito menores que as correntes devido à falha;

VIII- o curto é equilibrado e sólido.

A hipótese VII permite desprezar as cargas. A prática mostrou que próximo do ponto da falha as correntes de curto são da ordem de 50-500 vezes maiores que as da carga.

A hipótese VIII permite estudar o curto com o modelo por fase. Esta hipótese pode ser sustentada em redes subterrâneas devido às características construtivas, uma vez que os condutores das três fases e do neutro formam um único cabo [10]. Dessa forma, mesmo que o curto circuito se inicie em apenas uma fase, o calor gerado pela fusão do condutor é suficiente para queimar o isolamento do cabo, estendendo a falha rapidamente às demais fases.

Como o curto-circuito é trifásico e sólido, a tensão no ponto da falha se anula, justificando o cálculo por fase.

Devido às pequenas diferenças na maneira de realizar a simula

ção, dividiu-se o estudo dos curtos em duas partes:

i - curto trifásico em nó,
ii - curto trifásico em linha.

Em ambos os casos é usado apenas o modelo para corrente, admitindo-se que nesse tipo de estudo não se requer precisão para o cálculo das tensões.

4.2.2. Curto Trifásico em uma Barra

Para a rede exemplo, será simulado um curto na barra q. Desprezando-se as cargas e representando-se as ligações pelas magnitudes das impedâncias

$$Z_\ell = |r_\ell + jx_\ell| \qquad (4.12)$$

onde

r_ℓ , x_ℓ = resistência e reatância da ligação,

resulta o circuito da Fig. 4.2.

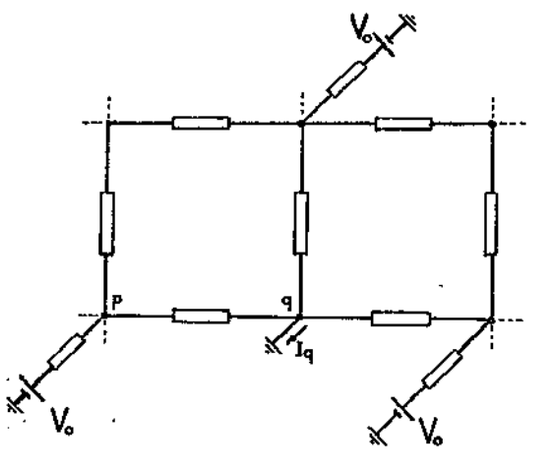


Fig. 4.2a - MODELO PARA CURTO EM q, COM A REFERÊNCIA NA TERRA

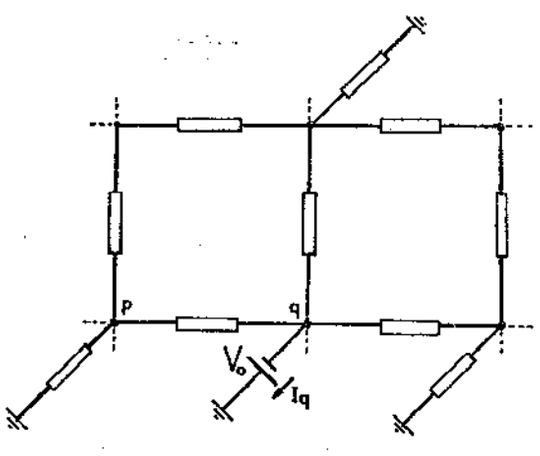


Fig. 4.2b - MODELO PARA CURTO EM q, COM REFERÊNCIA NA TENSÃO INTERNA DOS TRANSFORMADORES

Note-se que neste circuito é conhecida a diferença de tensão no ponto do curto ($DV_q = - V_0$), enquanto que a corrente de falha I_q é desconhecida.

O sistema de equações, correspondente ao circuito da Fig. 4.1b, é:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ 0 \\ I_q \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_{11} & \cdots & y_{1q} & \cdots & y_{1n} \\ \vdots & & \vdots & & \vdots \\ y_{q1} & \cdots & y_{qq} & \cdots & y_{qn} \\ \vdots & & \vdots & & \vdots \\ y_{n1} & \cdots & y_{nq} & \cdots & y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} DV_1 \\ \vdots \\ -V_o \\ \vdots \\ DV_n \end{bmatrix} \qquad (4.13a)$$

e, na forma compacta:

$$[I_q^f] = [Y][DV^f] \qquad (4.13b)$$

A solução pode ser representada por:

$$[DV^f] = [Y]^{-1} [I_q^f] \qquad (4.14)$$

Dividindo-se ambos os membros por I_q, resulta:

$$\frac{1}{I_q} [DV^t] = [Y]^{-1} [U^q] \qquad (4.15)$$

onde $[U^q]$ é a q-ésima coluna da matriz unitária. As componentes do vetor

$$[DV'] = \frac{1}{I_q} [DV^f] \qquad (4.16)$$

obtido pela transformação:

$$[DV'] = [Y]^{-1} [U^q] = [Y]^{-1} \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ 1 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \qquad (4.17)$$

podem ser interpretadas como sendo as diferenças de tensão para uma corrente unitária no ponto da falha. A corrente de curto é calculada pela relação:

$$I_q = - \frac{V_o}{DV'_q} , \qquad (4.18)$$

obtida da q-ésima equação do sistema (4.16). As diferenças de tensão na rede, para essa corrente de curto, são obtidas a partir das demais equações de (4.16):

$$DV_p^f = I_q \, DV'_p \quad p = 1 \ldots n \qquad p \neq q \qquad (4.19)$$

Conhecidas as diferenças de tensão, pode-se calcular o fluxo de corrente em qualquer ligação da rede, inclusive dos transformadores.

Note-se que, para cada curto que se deseja simular, basta transformar o vetor $[U^q]$ correspondente no vetor diferenças, pela relação (4.17). O tempo necessário para fazer essa transformação, a partir da matriz [Y] triangularizada, é aproximadamente de 1/40 do tempo gasto para resolver o caso básico, i.e., obter a solução completa do sistema correspondente em operação normal. Esta redução no tempo se deve ao fato de que a maior parte do trabalho (ordenação, armazenamento e triangularização) não precisa ser repetido, porque a matriz original [Y] não é alterada.

No apêndice E são dados alguns resultados de simulação de curto. As correntes obtidas correspondem aos valores de curto em regime permanente, uma vez que a rede foi modelada pela magnitude das impedâncias dos condutores.

4.2.3. Curto Trifásico em uma Linha

A simulação do curto ao longo de uma linha permite verificar o critério de queima livre dos condutores de maneira mais objetiva que a simulação do curto em nó. Sua execução envolve um trabalho computacional maior que, no entanto, é compensado pelo fato de se poder simular a falha diretamente no condutor.

Para as deduções que vêm a seguir, é simulado o curto em um dos condutores da linha pq da rede exemplo. Supondo-se que essa ligação tenha k condutores iguais em paralelo, colocados em dutos separados [10], pode ocorrer o curto-circuito trifásico em um circuito sem prejudicar os

k-1 restantes.

A localização da falha pode ser dada em função do comprimento ℓ da linha, conforme mostrado na Fig. 4.3.

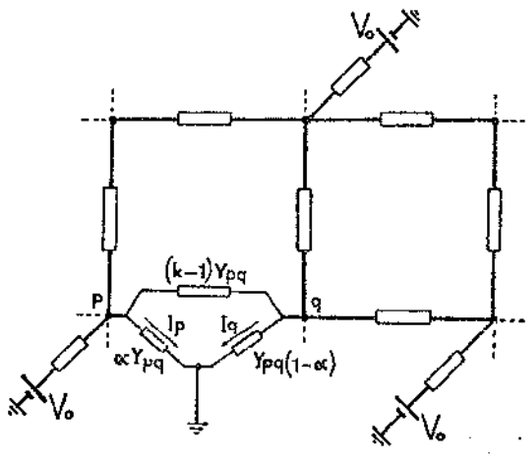


Fig. 4.3a - MODELO DA REDE PARA CURTO NO PONTO $\alpha\ell$, $0 < \alpha < 1$ DA LINHA p-q.

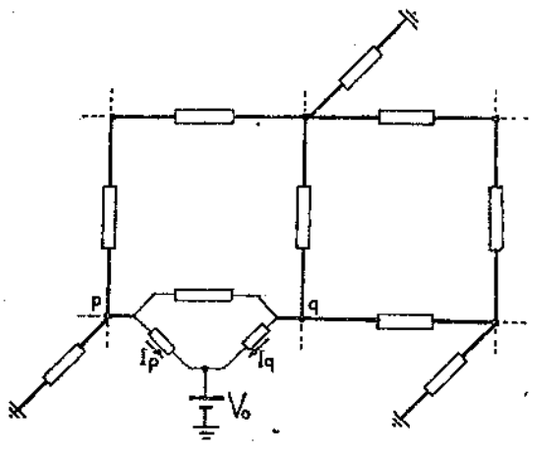


Fig. 4.3b - MUDANÇA DA REFERÊNCIA NO MODELO DE CURTO PARA CALCULAR AS DIFERENÇAS DE TENSÃO

O sistema de equações que representa o circuito da Fig. 4.3b, modelado para correntes, é dado por:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ I_p \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \\ I_q \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_{11} \cdots y_{1p} \cdots y_{1q} \cdots y_{1n} \\ \vdots \\ y_{p1} \cdots y'_{pp} \cdots y'_{pq} \\ \vdots \\ y_{q1} \cdots y'_{qp} \cdots y'_{qq} \\ \vdots \\ y_{n1} \cdots\cdots\cdots\cdots y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} DV_1 \\ \vdots \\ DV_p \\ \vdots \\ DV_q \\ \vdots \\ DV_n \end{bmatrix} \qquad (4.19)$$

ou seja:

$$[I]^f = [Y]^f \, [DV]^f \tag{4.20}$$

A matriz $[Y]^f$ corresponde à matriz original $[Y]$ com uma ligação entre os nós p e q a menos.

A solução de (4.20) é representada por

$$[DV]^f = [Z]^f \, [I]^f \tag{4.21}$$

Para os nós p e q resulta o sistema reduzido 2 x 2:

$$\begin{bmatrix} DV_p \\ DV_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} z^f_{pp} & z^f_{pq} \\ z^f_{qp} & z^f_{qq} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_p \\ I_q \end{bmatrix} \tag{4.22}$$

Por outro lado, pode-se calcular as diferenças por:

$$\begin{aligned} DV_p &= -V_o - \frac{1}{\alpha y_{pq}} I_p \\ DV_q &= -V_o - \frac{1}{(1-\alpha)\, y_{pq}} I_q \end{aligned} \tag{4.23}$$

onde $\alpha \, y_{pq}$ e $(1 - \alpha) \, y_{pq}$ são as admitâncias entre os nós q e p e o ponto do curto.

Substituindo-se (4.23) em (4.22) resulta:

$$\begin{bmatrix} -V_o \\ -V_o \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(z^f_{pp} + \dfrac{1}{\alpha y_{pq}}\right) & z^f_{pq} \\ z^f_{qp} & \left(z^f_{qq} + \dfrac{1}{(1-\alpha) y_{pq}}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_p \\ I_q \end{bmatrix} \tag{4.24}$$

cuja solução é obtida pela inversão da matriz 2 x 2:

$$\begin{bmatrix} I_p \\ I_q \end{bmatrix} = \frac{1}{\Delta} \begin{bmatrix} \left(z^f_{qq} + \dfrac{1}{(1-\alpha)y_{pq}}\right) & -z^f_{pq} \\ -z^f_{qp} & \left(z^f_{pp} + \dfrac{1}{\alpha y_{pq}}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -V_o \\ -V_o \end{bmatrix}, \quad \Delta\text{=determinante} \tag{4.25}$$

Obtidas as correntes I_p e I_q, pode-se calcular as diferenças de tensão para os extremos p e q por (4.23).

Como foi mostrado, as correntes de curto nos dois ramos da linha p - q são calculados diretamente a partir dos elementos z^f_{pp}, z^f_{qq} e $z^f_{pq} = z^f_{qp}$ da matriz $[Z]^f$. Estes elementos, por sua vez, são calculados - através de z_{pp}, z_{qq} e z_{pq} da matriz $[Z] = [Y]^{-1}$, como será mostrado a seguir.

Os elementos z_{pp}, z_{qq} e z_{pq} são obtidos pela geração das colunas p e q da matriz $[Z] = [Y]^{-1}$ com as transformações $[Y]^{-1}\,[U^p]$ e $[Y]^{-1}\,[U^q]$:

$$[Z^p] = (\text{p-ésima coluna de } [Z]) = [Y]^{-1}\,[U^p] = [z_{p1} \ldots z_{pp} \ldots z_{pq} \ldots z_{pn}]^T \tag{4.26a}$$

$$[Z^q] = (\text{q-ésima coluna de } [Z]) = [Y]^{-1}\,[U^q] = [z_{q1} \ldots z_{qp} \ldots z_{qq} \ldots z_{qn}]^T \tag{4.26b}$$

onde $[U^p]$ e $[U^q]$ são respectivamente a p-ésima e q-ésima colunas da matriz unitária.

A eliminação de um circuito, com admitância y_{pq}, na ligação

p - q pode ser feita através da operação matricial:

$$[Y]^f = [Y] - y_{pq}\,[U^{pq}]\,[U^{pq}]^T \tag{4.27}$$

onde $[U^{pq}] \triangleq [0\ldots0,\ -1,\ 0\ldots0,\ 1,\ 0\ldots0]$ tem apenas os termos p e q não nulos.

Usando a propriedade (4.1), pode-se escrever:

$$\left[[Y] - y_{pq}[U^{pq}]\,[U^{pq}]^T\right]^{-1}\,[U^p] = [Y]^{-1}\,[U^p] + \frac{[Y]^{-1}[U^{pq}]\,[U^{pq}]^T\,[Y]^{-1}}{\frac{1}{y_{pq}} - [U^{pq}]^T\,[Y]^{-1}\,[U^{pq}]}\,[U^p] \tag{4.28}$$

Definindo $[X] \triangleq [Y]^{-1}\,[U^{pq}] = [\,x_1\ldots x_p\ldots x_q\ldots x_n]^T$, a expressão (4.28) pode ser dada por:

$$\left[[Y] - y_{pq}[U^{pq}]\,[U^{pq}]^T\right]^{-1}.[U^p] \triangleq [Z^p]^f = [Z^p] + \frac{[X]\,[U^{pq}]^T\,[Z^p]}{\frac{1}{y_{pq}} - [U^{pq}]^T\,[X]} \tag{4.29}$$

Como o vetor $[U^{pq}]$ tem apenas dois termos não nulos, resulta:

$$[Z^p]^f = [Z^p] + \frac{z_{pq} - z_{pp}}{\frac{1}{y_{pq}} + x_p - x_q}\,.\,[X] \tag{4.30}$$

Do vetor $[Z^p]^f$ interessam apenas os elementos z^f_{pp} e z^f_{pq}, dados por:

$$z^f_{pp} = z_{pp} + \frac{(z_{pq} - z_{pp})\,x_p}{\frac{1}{y_{pq}} + x_p - x_q} \tag{4.31}$$

$$z^{f}_{pq} = z_{pq} + \frac{(z_{pq} - z_{pp})\, x_p}{\frac{1}{y_{pq}} + x_p - x_q} \qquad (4.32)$$

Analogamente, pode-se obter do vetor $[Z^q]^f$ o q-ésimo elemento:

$$z^{f}_{qq} = z_{qq} + \frac{(z_{qq} - z_{pq})\, x_q}{\frac{1}{y_{pq}} + x_p - x_q} \qquad (4.33)$$

As expressões (4.31), (4.32) e (4.33) permitem calcular os elementos da matriz impedância modificada $[Z]^f$ com os quais se resolve o sistema (4.25).

Resumindo, os passos necessários para simular curto em linha , são:

i - Gerar o vetor $[Z^p] = [Y]^{-1}\ [U^p]$, guardando z_{pp} e z_{pq},

ii - Gerar o vetor $[Z^q] = [Y]^{-1}\ [U^q]$, guardando z_{qq},

iii- Gerar o vetor $[X\ ] = [Y]^{-1}\ [U^{pq}]$, guardando x_p e x_q,

iv - Calcular z^{f}_{pp} , z^{f}_{qq} e z^{f}_{pq} através de (4.31), (4.32) e (4.33),

v - Resolver o sistema 2 x 2 dado por (4.25)

Em termos computacionais estes passos são muito rápidos e usam pouca memória. Os três primeiros são efetuados pela mesma subrotina que transforma o vetor independente no vetor solução do caso básico. Os dois últimos são imediatos.

A vantagem de se usar a propriedade (4.1), reside no fato da matriz original $[Y]$ não ser alterada, da mesma forma que a transformação - $[Y]^{-1}$. Isto significa que a obtenção dos vetores $[Z^p]$, $[Z^q]$ e $[X]$, independe da localização da falha ao longo da linha pq. Pode-se obter o perfil de correntes de curto, repetindo-se os dois últimos passos para diferentes -

valores de α $(0 < \alpha < 1)$, o que corresponde a mudar a localização do curto na linha pq.

Alguns resultados de simulação de curto em linha são dados no apêndice E.

- CAPÍTULO V -

5. DESCRIÇÃO DO ALGORITMO E DOS EXEMPLOS

5.1 - CARACTERÍSTICAS DO ALGORITMO

Para testar o desempenho do modelo desacoplado, foi desenvolvido um programa em linguagem FORTRAN IV, cujas principais características são dadas a seguir. Não houve preocupação em otimizar o algoritmo, considerando-se que esse trabalho pode ser melhor executado por programadores especializados. De qualquer maneira, não foi necessário recorrer a sofisticações computacionais para se obter um programa eficiente e econômico. Para os testes foi utilizado um computador PDP-10.

A capacidade do programa foi fixada em 1000 barras e 1500 ligações exigindo aproximadamente 48K palavras de memória rápida. A ampliação dessa capacidade depende exclusivamente das características do computador disponível. Como os requisitos de memória crescem de forma aproximadamente linear com o tamanho do sistema (ver apêndice A - Fig. A.2), pode resolver sistemas de 2000 barras e 3000 ligações com pouco mais de 100K de memória (em São Paulo, a maior rede subterrânea tem por volta de 1300 barras e 1900 ligações). Um programa que utilizasse o modelo AC, necessitaria de 250K para resolver o mesmo sistema.

O programa permite obter resultados para aplicações do tipo:

i - operação normal ou caso básico (CB),
ii - análise de contingências (CO),
iii- simulação de curto em nó (CN),
iv - simulação de curto em linha (CL),

cuja escolha fica a critério do usuário.

5.1.1. Caso básico

Os resultados que são obtidos para o caso básico, correspondem à solução consecutiva dos dois sistemas desacoplados (3.31) e (3.36), com a

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL

rede em operação normal. Fazem parte desses resultados:

i - SITUAÇÃO DAS BARRAS
- tensão (Volts e pu)
- queda de tensão (% da nominal)
- carga (Amperes e KW, supondo FP constante)

ii - FLUXO NA REDE SECUNDÁRIA
- corrente nas linhas (Amperes)
- potência nas linhas (KVA)

iii- CARGA DOS TRANSFORMADORES
- potência nos transformadores (KVA)

O algoritmo para o CB compõe-se dos seguintes passos:

1. LEITURA DOS DADOS,
2. RENUMERAÇÃO DAS BARRAS,
3. ARMAZENAMENTO DE $[\Gamma]$ E $[Y]$ EM TABELAS COMPACTAS,
4. MODIFICAÇÃO DE $[\Gamma]$ PARA MODELO DE PONTO DUPLO DADO POR (3.31),
5. TRIANGULARIZAÇÃO DE $[\Gamma]$ E $[Y]$,
6. DETERMINAÇÃO DO VETOR INDEPENDENTE $[I]^{(o)} = [S_p/V_o, p = 1,2...n]$
7. OBTENÇÃO DAS QUEDAS $[\Delta V] = [\Gamma]^{-1} [I]^{(o)}$,
8. ATUALIZAÇÃO DAS CORRENTES DAS CARGAS $[I]^{(1)} = [S_p/(V_o + \Delta V_p)$, $p = 1, 2 ...n]$,
9. OBTENÇÃO DAS DIFERENÇAS $[DV] = [Y]^{-1}[I]^{(1)}$,
10. CÁLCULO DOS FLUXOS,

O passo 1 corresponde à leitura e contagem de dados, além da preparação dos mesmos para utilização posterior. O passo 2 tem por objetivo, favorecer a esparsidade da matriz resultante do processo de triangularização - [7, 8]. Para retornar à numeração original na saída dos resultados, são definidos dois vetores que funcionam como ponte. Em seguida, armazena-se os elementos não nulos do triângulo superior das matrizes $[\Gamma]$ e $[Y]$, ordenados por linha. A esses elementos, guardados em forma de vetor, é associada a indicação da sua coluna na matriz. Os elementos da diagonal são associados ao apontador que permite localizar os demais termos da linha. Para uma matriz cheia

Y_{4x4}, por exemplo, seriam definidos os seguintes vetores:

i	D(i)	APONTADOR (i)
1	y_{11}	1
2	y_{22}	4
3	y_{33}	6
4	y_{44}	-

j	T(j)	COLUNA (j)
1	y_{12}	2
2	y_{13}	3
3	y_{14}	4
4	y_{23}	3
5	y_{24}	4
6	y_{34}	4

No passo 4 modificam-se os elementos da diagonal de $[Y]$ para determinação aproximada de ponto duplo da recorrência. Em $[Y]$ não é feita essa modificação porque o subsistema para correntes não necessita dessa técnica. O passo 5 corresponde à triangularização das matrizes pelo método de GAUSS, exposto no apêndice A. Em seguida são calculadas as correntes de carga através de (3.1)

A transformação do vetor independente $[I]^{(o)}$, formado por essas correntes, no vetor queda de tensão $[\Delta V]$ é feita no passo 7. O método consiste em modificar os elementos de $[I]^{(o)}$, fazendo operações matriciais dirigidas pelas tabelas obtidas durante o processo de triangularização. Com as quedas, pode-se calcular as tensões na rede e atualizar as correntes nas cargas. No passo 9 são calculadas as diferenças de tensão a partir do novo vetor independente $[I]^{(1)}$.

Por fim são determinados os fluxos de corrente e potência aparente nas linhas e nos transformadores, através das expressões:

$$I_{pq} = (DV_p - DV_q)\, y_{pq} \quad , \quad S_{pq} = V_p I_{pq}, \quad S_{qp} = -V_q I_{pq} \text{ na linha pq} \qquad (5.1)$$

$$I_t = DV_t\, y_t \quad , \quad S_t = V_o I_t \qquad \text{no transformador t} \qquad (5.2)$$

Resultados referentes ao CB são apresentados nos apêndices B, D, F e G.

5.1.2. Contingências

Os resultados que se obtêm na análise de contingências correspondem à solução do fluxo de carga para a rede, sem um dos alimentadores primários. Todos os casos são testados automaticamente e a saída dos resultados é semelhante à do caso básico. Em cada caso é fornecida a lista dos transformadores eliminados. Os passos necessários para executar um CO são:

1 a 10 - RESOLUÇÃO DO CASO BÁSICO, GERANDO $[\Delta V]^{(o)}$ e $[DV]^{(o)}$,
11 - ESCOLHA DO ALIMENTADOR (COM τ TRANSFORMADORES),
12 - ELIMINAÇÃO DE UM TRANSFORMADOR $t = 1, 2 \ldots \tau$,
13 - OBTENÇÃO DA CORREÇÃO $[\varepsilon]^{(t)}$ PARA AS QUEDAS $[\Delta V]^{(t-1)}$ ATRAVÉS DE 4.10,
14 - ATUALIZAÇÃO DAS QUEDAS $[\Delta V]^{(t)} = [\Delta V]^{(t-1)} + [\varepsilon]^{(t)}$,
15 - OBTENÇÃO DA CORREÇÃO $[\Delta]^{(t)}$ PARA AS DIFERENÇAS $[DV]^{(t-1)}$
16 - ATUALIZAÇÃO DAS DIFERENÇAS $[DV]^{(t)} = [DV]^{(t-1)} + [\Delta]^{(t)}$,
17 - RETORNO A 12 COM PRÓXIMO TRANSFORMADOR, $t = t + 1$,
18 - OBTENÇÃO DE NOVAS CORRENTES NAS CARGAS $[I]^{(\tau)} = [S_p/(VN + \Delta V_p^{(\tau)}),\ p = 1, 2 \ldots n]$
19 - CÁLCULO DA VARIAÇÃO DAS CORRENTES NAS CARGAS $[\Delta I] = [I]^{(\tau)} - [I]$,
20 - OBTENÇÃO DA CORREÇÃO $[\Delta]^{I} = [Y]^{-1}[\Delta I]$ DEVIDO À VARIAÇÃO DA CORRENTE,
21 - ACÚMULO NAS DIFERENÇAS $[DV]^{(\tau)} = [DV]^{(\tau)} + [\Delta]^{I}$
22 - CÁLCULO DOS FLUXOS
23 - RETORNO A 11 COM OUTRO ALIMENTADOR

A resolução preliminar do caso básico fornece os vetores iniciais $[\Delta V]^{(o)}$ e $[DV]^{(o)}$. A partir desses vetores são calculadas as perturbações $[\varepsilon]^{(t)}$ e $[\Delta]^{(t)}$ provocadas pela saída do transformador t. Nos passos 12 a 16 são efetuadas as operações que simulam a saída do transformador. Nos passos 13 e 14 trabalha-se com o modelo para calcular queda de tensão e nos passos 15 e 16 opera-se com o modelo para calcular fluxo de corrente. Este ciclo é repetido para todos os transformadores da rede. Após ser eliminado o conjunto dos transformadores pertencentes ao alimentador fixado em 11, calcula-se as variações nas correntes das cargas, provocadas pela mudança das tensões. A variação nas correntes provoca novas alterações nas diferenças

de tensão, que são corrigidas (passo 21) antes de se calcular os fluxos na rede (passo 22). Com a obtenção dos fluxos que correspondem à rede em operação de 1º contingência, passa-se ao caso seguinte. Os apêndices D e F mostram alguns resultados relativos à análise de contingências.

5.1.3. Curto Circuito em nó (CN)

Como as correntes de curto nas ligações próximas ao ponto de falha são bem superiores às de ligações mais afastadas, a saída dos resultados para essa aplicação foi reduzida, simplificando a leitura dos mesmos. A verificação do critério de queima-livre dos condutores para eliminação automática da falha pode ser feita a partir da análise das correntes na vizinhança do ponto testado. Assim, constam dos resultados da simulação do CN:

- corrente no ponto da falha,
- tensão aproximada nas barras vizinhas,
- corrente nas ligações em torno do ponto da falha.

Essa simulação é feita através dos seguintes passos:

1. LEITURA DOS DADOS;
2. RENUMERAÇÃO DAS BARRAS;
3. ARMAZENAMENTO DE [Y];
4. TRIANGULARIZAÇÃO DE [Y];
5. ESCOLHA DO PONTO DE TESTE (q);
6. OBTENÇÃO DAS DIFERENÇAS PARA CARGA UNITÁRIA
   $[DV'] = [Y]^{-1} [U^q]$;
7. CÁLCULO DA CORRENTE DE CURTO $I_q = - V_o/DV'_q$;
8. DETERMINAÇÃO DAS DIFERENÇAS $[DV] = I_q [DV']$, na VIZINHANÇA DE q;
9. CÁLCULO DO FLUXO DE CORRENTE NA VIZINHANÇA DE q;
10. RETORNO A 5 PARA NOVO CASO.

Os 4 primeiros passos são semelhantes aos do caso básico, dispensando-se a obtenção de [r]. Os passos 5 a 10 formam o ciclo que é repetido para cada simulação. Fixado o ponto de teste, obtém-se o vetor de quedas [DV'], que corresponde à corrente de falha unitária $[U^q]$. Como a diferença de tensão no ponto de curto é conhecida, calcula-se a corrente a

partir da relação das diferenças dadas no passo 7. Corrigidas as diferenças para esse valor de corrente (passo 8),são determinados os fluxos de corrente nas ligações vizinhas ao ponto da falha. As quedas de tensão são aproxima - das pelas diferenças, fornecendo uma estimativa das tensões nas barras vizinhas ao ponto de curto. Os resultados referentes ao CN são dados no apêndice E.

5.1.4. Curto Circuito em Linha (CL)

Também para esta aplicação foi feita uma redução na saída dos resultados. São testados automaticamente três pontos para cada linha pertencente à lista de simulação conforme indicado na Fig. 5.1.

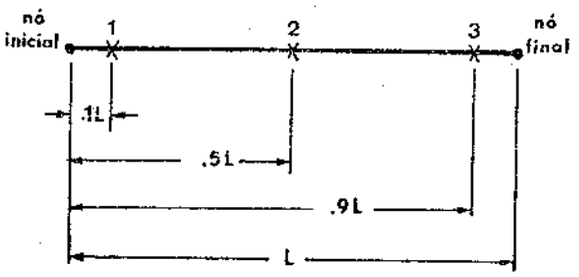


Fig. 5.1 - PONTOS DE TESTE DE CURTO EM UMA LINHA

Com a corrente calculada para os três pontos fixados, pode-se verificar a solicitação do condutor em função da localização da falha.

- corrente no ponto da falha,
- tensão aproximada nas barras vizinhas,
- corrente nos dois ramos da ligação testada.

A simulação do CL compreende os seguintes passos:

1. LEITURA DOS DADOS;
2. RENUMERAÇÃO DAS BARRAS;
3. ARMAZENAMENTO DE [Y];
4. TRIANGULARIZAÇÃO DE [Y];
5. ESCOLHA DA LINHA DE TESTE (pq)

6. OBTENÇÃO DOS VETORES $[Z^p]$, $[Z^q]$ e $[X]$ A PARTIR DE $[U^p]$, $[U^q]$, $[U^{pq}]$;

7. ESCOLHA DA LOCALIZAÇÃO DA FALHA;

8. CÁLCULO DE z^f_{pp} , z^f_{qq} e z^f_{pq};

9. CÁLCULO DAS CORRENTES NOS RAMOS ATRAVÉS DE (4.25)

10. RETORNO A 7 PARA NOVA LOCALIZAÇÃO

11. RETORNO A 5 PARA NOVA LINHA

Neste caso existe a malha externa, percorrendo a lista de linhas que se deseja testar e a interna, mudando a localização do ponto da falha ao longo de cada linha. O passo 6 envolve a transformação de três vetores para cada linha. O trabalho resultante é maior do que na simulação de CN, porém permite obter as correntes para qualquer ponto da rede. Também neste caso a queda de tensão é aproximada pela diferença de tensão. Resultados de simulação do CL são mostrados no apêndice D.

5.2 - DESCRIÇÃO DOS EXEMPLOS

Foram rodados cinco exemplos de redes reticuladas com as seguintes características:

REDE 1 - com 9 barras, 15 ligações, 3 transformadores e 3 alimentadores. O exemplo foi obtido na Ref. [5] e usado para comparar os modelos apresentados por COOK com o modelo desacoplado. Os resultados dessa comparação são mostrados no apêndice B.

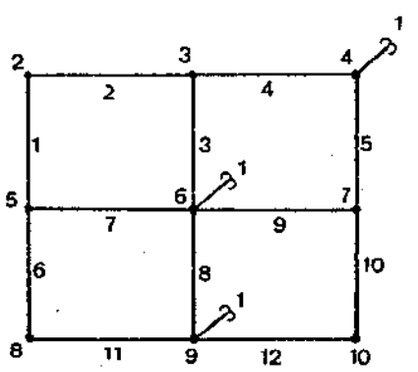


Fig. 5.2 - TOPOLOGIA DA REDE 1

REDE 2 - com 22 barras, 36 ligações, 11 transformadores, 3 alimentadores. Foi obtida no capítulo 5 da Ref. [3], onde é apresentado um estudo detalhado feito com o analisador DC. Foram feitos testes relativos às quatro aplicações: CB, CO, CN e CL, cujos resultados são mostrados nos apêndices D e E.

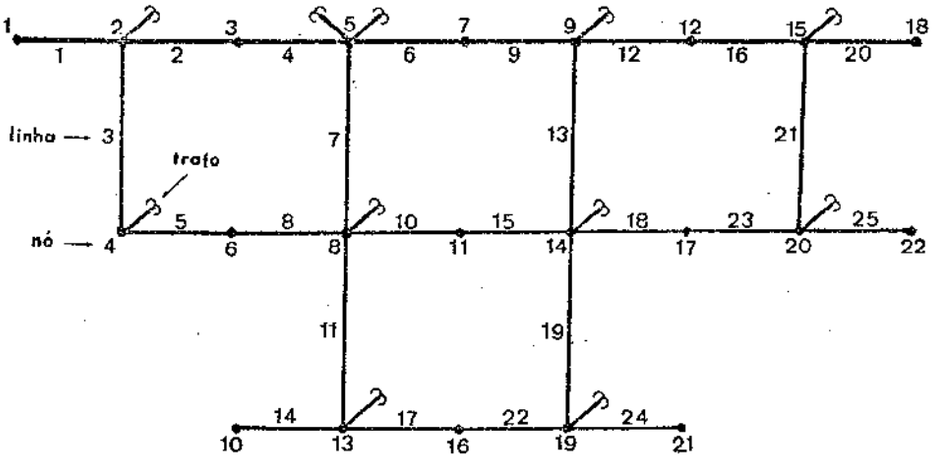


Fig. 5.3 - TOPOLOGIA DA REDE 2

REDE 3 - com 63 barras, 102 ligações, 15 transformadores e 4 alimentadores. Este exemplo constitui-se de uma parte da rede subterrânea CAMBUCI-II de São Paulo. Os dados foram obtidos na LIGHT Serviços de Eletricidade S/A, que cedeu também os resultados, correspondentes ao caso básico, obtidos através do programa Newton-Raphson desenvolvido pela Philadelphia Electric Company. Os resultados são comparados no apêndice G.

REDE 4 - com 191 barras, 300 ligações, 37 transformadores e 4 alimentadores. Estes dados representam a rede CAMBUCI-II completa. A comparação dos resultados deixa de ser feita por falta da solução com o modelo CA. O exemplo serviu para ampliar o quadro referente a tempos de computação e requisitos de memória, dado no apêndice A. A listagem parcial dos resultados obtidos para o caso básico dessa rede pode ser encontrada no apêndice B.

REDE 5 - com 307 barras, 519 ligações, 58 transformadores e 4 alimentadores. Corresponde à rede CAMBUCI-I de São Paulo, para a qual a LIGHT forneceu os resultados referentes ao caso básico e contingências. No apêndice F são fornecidos os resultados comparativos desse sistema.

- CAPÍTULO VI -

CONCLUSÕES

No cômputo geral dos investimentos em um sistema de potência desde a instalação da geração até a entrega da energia ao consumidor, o sistema de distribuição representa no Brasil apenas 16%. Dentro da distribuição, a grande responsabilidade atribuída às redes subterrâneas por si só justificaria um investimento maior, visando aprimorar os conhecimentos sobre a operação desses sistemas. É fato comprovado que a continuidade do suprimento de energia elétrica atualmente é ditada pelo sistema de distribuição, daí outra razão para se aperfeiçoar os estudos relativos e poder, com um investimento mais racional, aumentar a qualidade global de serviço.

Em grande parte o sucesso nesses estudos depende da adoção de um modelo conveniente. É fundamental que o modelo adotado seja fiel à realidade e computacionalmente eficiente. Do método Newton-Raphson, utilizado atualmente, pode-se dizer que é preciso, porém não se pode afirmar que seja computacionalmente eficiente para tratar os problemas da distribuição subterrânea. A convergência que é obtida em 2 ou 3 iterações desencoraja a repetição dos cálculos para as diferentes condições de operação, que seria necessário testar para o dimensionamento conveniente do sistema.

O modelo desacoplado proposto neste trabalho pode ser aplicado eficientemente ao estudo de contingências, curto circuito trifásico e planejamento dos sistemas de distribuição. A eliminação do processo iterativo, em detrimento de uma maior precisão perfeitamente dispensável, possibilita realizar um estudo exaustivo da rede através do computador. A representação das cargas por meio de corrente, torna o modelo adequado para o estudo de curto circuito e para verificar o critério de queima livre dos condutores. O desacoplamento em um modelo para calcular queda de tensão e outro para calcular fluxo de corrente, possibilita manipular diretamente as variáveis de maior interesse (quedas de tensão e correntes na rede)e optar pela aplicação do modelo completo ou parcial, de acordo com o objetivo.

A versatilidade do modelo revela-se não apenas através das aplicações diretas possíveis, como também pela facilidade de adaptação a técnicas numéricas eficientes, tais como a simulação de perda ou introdução de transformador e linha. Além disso, a esparsidade das matrizes admitância resultantes permite resolver eficientemente sistemas de grande porte, utilizando a técnica de fatoração em função dos elementos das matrizes triangularizadas.

O presente trabalho procurou mostrar que resultados práticos confiáveis podem ser obtidos com um modelo simplificado, de aplicação específica, porém com desempenho excepcional. Outros métodos e linhas de pesquisa podem e devem ser tentadas, entre as quais a adaptação dos desacoplamentos propostos por B. STOTT [13, 14, 15] às condições encontradas em sistemas de distribuição. Através da relaxação de algumas das hipóteses feitas, pode-se vislumbrar outros problemas igualmente importantes, como por exemplo a influência da queda de tensão no alimentador primário sobre a divisão de carga nos transformadores.

A simples análise dos resultados, apresentadas no apêndice F, mostra que tanto em operação normal quanto em situação de emergência, a maior parte dos transformadores opera muito abaixo da capacidade nominal. Uma sequência deste trabalho é a determinação da capacidade mínima (custo mínimo) de transformação que garante às redes subterrâneas, um nível de confiabilidade compatível com a do restante do sistema de potência existente atualmente no Brasil.

APÊNDICE A - TRIANGULARIZAÇÃO DE MATRIZES ESPARSAS

SOLUÇÃO DOS SISTEMAS $[I] = [Y][\Delta V]$ e $[I] = [Y][DV]$

A técnica utilizada e descrita aqui de forma resumida, foi adaptada a matrizes esparsas por W. F. TINNEY [7, 8], que a aplicou ao estudo de redes de transmissão.

Por explorar a esparsidade da matriz de coeficientes do sistema de equações, esse método permite obter apreciável redução de memória e quantidade de cálculo em comparação com os métodos clássicos de inversão de matriz.

O fato de que a rede secundária reticulada comumente possui mais de 1000 barras, evidenciou a importância desse método no tratamento analítico de sistemas de distribuição subterrânea.

Apesar das matrizes admitância $[Y]$ e $[Y]$ serem esparsas, as suas inversas são cheias, tornando impraticável a inversão completa, por limitações de memória e quantidade de operações (que crescem aproximadamente com o cubo da dimensão da matriz).

O método de TINNEY apenas triangulariza as matrizes. É fácil verificar que a esparsidade praticamente se mantém durante o processo de triangularização, de modo que o armazenamento da matriz triangular exige pouca memória. As informações necessárias para completar a inversão estão contidas na própria matriz triangular, permitindo a transformação do vetor independente $[I]$ no vetor solução $[\Delta V]$ ou $[DV]$ por meio de uma série ordenada de operações algébricas elementares.

O método de triangularização que se adota é o da eliminação de GAUSS, adaptado para matriz admitância nodal. As razões dessa escolha baseiam-se na simplicidade do algoritmo resultante e na redução de memória e cálculo que são obtidas porque as matrizes são esparsas e simétricas. A estabilidade do método está garantida, uma vez que os elementos dominantes de $[Y]$ e $[Y]$ são os termos da diagonal e o processo de eliminação aumenta a dominância do elemento da diagonal. Em sistemas onde não há essa dominância, deve-se realizar o trabalho adicional de trocar linhas ou colunas, bus

cando o maior elemento (pivot), para evitar problemas de instabilidade na triangularização.

O processo de eliminação de GAUSS constitui-se de uma série ordenada de operações matriciais elementares do tipo:

i - multiplicar uma linha k por uma constante $p_{kk} \neq 0$

ii - somar uma linha k com outra ℓ, multiplicada por uma constante e $k\,\ell \neq 0$

Para facilitar a descrição das passagens, a formulação será baseada em uma rede exemplo de 6 barras:

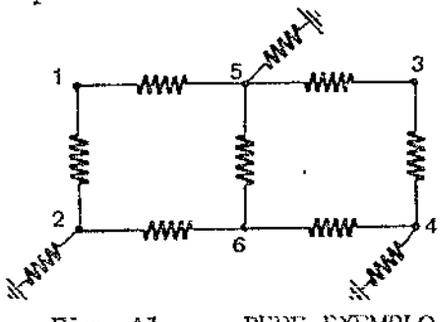


Fig. A1 - REDE EXEMPLO

Deńotando por x os termos não nulos, a estrutura das matrizes [r] e [Y] é dada por:

$$\begin{bmatrix} x & x & 0 & 0 & x & 0 \\ x & x & 0 & 0 & 0 & x \\ 0 & 0 & x & x & x & 0 \\ 0 & 0 & x & x & 0 & x \\ x & 0 & x & 0 & x & x \\ 0 & x & 0 & x & x & x \end{bmatrix}$$

As deduções que seguem são feitas apenas para [r], porque a igualdade de estrutura permite fazer operações similares em [Y]. A matriz triangular superior pode ser representada por:

$$[T] = \begin{bmatrix} 1 & x & 0 & 0 & x & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & * & x \\ 0 & 0 & 1 & x & x & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & * & x \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & x \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

onde (*) indica elemento ocupando posição que era zero na matriz original.

Note-se que a esparsidade no triângulo superior praticamente se manteve durante o processo de triangularização.

As operações matriciais i e ii, que realizam a eliminação, podem ser escritas na forma de operadores matriciais prémultiplicativos, dados por:

$$[P_k] \triangleq \begin{bmatrix} 1 & & & & \\ & 1 & & & \\ & & p_{kk} & & \\ & & & 1 & \\ & & & & 1 \end{bmatrix} \begin{matrix} \\ \\ k \\ \\ \\ \end{matrix} \qquad [E_{k\ell}] \triangleq \begin{bmatrix} 1 & & & & \\ & 1 & & & \\ & & e_{k\ell} & & \\ & & & 1 & \\ & & & & 1 \end{bmatrix} \begin{matrix} \\ \\ k \\ \\ \\ \end{matrix}$$

$$\begin{matrix} & & k & & \\ & & \ell & & \end{matrix}$$

$$p_{kk},\ e_{k\ell} \neq 0$$

As matrizes $[P_k]$ e $[E_{k\ell}]$ diferem da unitária [U] apenas nos elementos pkk e ekℓ. Pode-se verificar que a prémultiplicação de [r] por $[P_k]$ e $[E_{k\ell}]$ produz os efeitos i e ii, respectivamente, na matriz [r].

Utilizando os operadores definidos, a matriz triangular [T] do exemplo, pode ser escrita na forma de produto ordenado de operadores em [r], representado por:

$$[T] = (P_6(E_{65}(E_{64}(_{62}(P_5(E_{54}(E_{53}(E_{52}(E_{51}(P_4(E_{43}(P_3(P_2(E_{21}(P_1r))\ldots)$$

Os colchetes da notação matricial foram omitidos para simpli

ficar a representação. A colocação de parênteses serve para indicar que os operadores são ordenados: o primeiro é $[P_1]$ e o último é $[P_6]$. Para a ordem dada, é feita a eliminação dos termos abaixo da diagonal, linha após linha. O operador $[P_1]$ multiplica a primeira linha de $[\Gamma]$ por $p_{11} = \frac{1}{\gamma_{11}}$, gerando a primeira linha de $[T]$. O operador seguinte, $[E_{21}]$, soma a segunda linha de $[\Gamma]$ com a primeira de $[T]$, multiplicada por $e_{21} = -\gamma_{21}$, eliminando o termo γ_{21}. A seguir, $[P_2]$ divide a segunda linha por $p_{22} = 1/\gamma'_{22}$, onde γ'_{22} é o novo elemento da diagonal dessa linha. Assim, os operadores $[E_{k\ell}]$ eliminam os termos não nulos, enquanto que $[P_k]$ normaliza os termos em função do pivot pkk.

Para resolver o sistema original $[I] = [\Gamma][\Delta V]$, é necessário diagonalizar a matriz $[T]$, eliminando os termos não nulos $t_{\ell k}$, $\ell < k$. Para isso define-se o operador:

$$[D_{\ell k}] \triangleq \begin{bmatrix} 1 & & & & \\ & \ddots & & \vdots & \\ \cdots & & 1 \cdots & d_{\ell k} & \cdots \\ & & & \ddots \vdots & \\ & & & 1 & \\ & & & \vdots & 1 \end{bmatrix} \begin{matrix} \\ \\ \ell \\ \\ \\ \\ \end{matrix} \qquad D_{\ell k} \neq 0$$

(coluna k)

que é do mesmo tipo do operador $[E_{k\ell}]$, porém elimina termos no triângulo superior de $[T]$. Assim a diagonalização de $[T]$ pode ser escrita na forma:

$$[U] = (D_{12}(D_{15}(D_{25}(D_{26}(D_{34}(D_{35}(D_{45}(D_{46}(D_{56}\ T))\ \ldots)$$

Os elementos $d_{\ell k}$, que definem os operadores $[D_{\ell k}]$ são os próprios termos de $[T]$ com o sinal trocado, o que pode ser verificado facilmente. Assim sendo:

$$d_{\ell k} = -t_{\ell k}$$

Aplicando a série de operadores que transformam $[\Gamma]$ em $[U]$ nos dois membros do sistema proposto $[I] = [\Gamma][\Delta V]$, resulta:

$$(D_{12}(\ldots(D_{56}(P_6(E_{65}(\ldots(E_{21}(P_1\ I))\ \ldots\ ))))\ \ldots)) =$$

$$= (D_{12}(\ldots(D_{56}(P_6(E_{65}(\ldots(E_{21}(P_1(\Gamma))\ \ldots))))\ \ldots))\ \Delta V$$

Uma vez que os operadores transformam $[\Gamma]$ na matriz unitária $[U]$, resulta:

$$(D_{12}(\ldots(D_{56}(P_6(E_{65}(\ldots(E_{21}(P_1\ I))\ \ldots))))\ldots)) =$$

$$= [U][\Delta V] = [\Delta V] \qquad \text{A.1}$$

Cada operador $[P]$, $[E]$ ou $[D]$, atuando sobre o vetor $[I]$ afeta um elemento, da seguinte forma:

- $[P_k]$ multiplica o termo i_k do vetor $[I]$ da etapa correspondente, por p_{kk}.
- $[E_{k\ell}]$ soma $i_\ell \times e_{k\ell}$ ao termo i_k no passo correspondente.
- $[D_{\ell k}]$ soma $i_k \times (-t_{\ell k})$ ao termo i_ℓ no respectivo passo.

Os índices associados aos operadores indicam quais os termos do vetor $[I]$ que entram na operação. O valor de p_{kk}, $e_{k\ell}$ e $t_{\ell k}$ com os respectivos índices pode ser obtido na triangularização de $[\Gamma]$.

Pode-se verificar que, se a matriz $[\Gamma]$ é simétrica, existe uma relação entre os diferentes operadores, dada por:

$$[P_\ell]^{-1}[E_{k\ell}][P_\ell] = [D^T_{\ell k}] = [D_{k\ell}]$$

ou então:

$$[E_{k\ell}] = [P_\ell][D_{k\ell}][P_\ell]^{-1}$$

Esta propriedade permite simplificar a expressão A.1 substituindo os operadores $[E_{k\ell}]$ por $[P_\ell]$ e $[D_{k\ell}]$:

$$[\Delta V] = (D_{12}(\ldots(D_{56}(P_6(P_5\ D_{65}\ P_5^{-1}(P_4\ D_{64}\ P_4^{-1}(\ldots.$$

$$\ldots(P_4(P_3\ D_{43}\ P_3^{-1}(P_3(P_2(P_1\ D_{21}\ P_1^{-1}(P_1\ I))))))\ldots)))))\ldots))$$

Reduzindo termos do tipo $[P_i]^{-1}[P_i]$ e observando que as operações do tipo $[D_{k\ell}][P_i]$, $i < k$, são comutativas uma vez que $[P_i]$ atua apenas em elemento que não é afetado por $[D_{k\ell}]$ resulta para o exemplo a expressão - final:

$$[\Delta V] = (D_{12}(D_{15}(D_{25}(D_{26}(D_{34}(D_{35}(D_{45}(D_{46}(D_{56}(P_6(P_5(P_4(P_3(P_2(\ldots.$$

$$\ldots(P_1(D_{65}(D_{64}(D_{54}(D_{53}(D_{43}(D_{62}(D_{52}(D_{51}(D_{21}\ I))\ldots)$$

A.2

Nesta expressão, os operadores [P] aparecem reunidos no centro, enquanto que os operadores [D] aparecem duas vezes porém na ordem inversa e com índices trocados. Isto significa que, para se transformar o vetor [I] no vetor $[\Delta V]$, basta conhecer os valores de $t_{k\ell}$ e p_{kk} com os respectivos índices e a ordem em que aparecem. Todas estas informações podem ser obtidas pela triangularização de [r], a saber:

- $p_{kk} = \dfrac{1}{\gamma_{kk}(k)}$ = pivot da linha k no processo de triangularizar [r].

- $t_{k\ell}$ = elemento não nulo da linha k e coluna ℓ da triangular superior [T]

O número de operações em (A.2) depende do número de termos - não nulos da triangular [T]. É fácil constatar que a esparsidade da matriz triangularizada é afetada pela troca de linhas e colunas na matriz original. Portanto é conveniente adotar um critério para a formação da matriz [r] que vise favorecer a esparsidade de [T], reduzindo o número de operadores na equação (A.2). O critério da renumeração dos nós, de acordo com o número - de ligações, é computacionalmente simples e eficiente. Tal critério pode ser resumido da seguinte maneira: "Numera-se os nós da rede em ordem crescente do grau" onde o grau de um nó é o número da ligação do mesmo com a rede. Este critério empírico favorece a esparsidade de [T] porque nas primei

ras linhas da matriz [r] aparecem poucos elementos não nulos, diminuindo a probabilidade de que venham preencher novas posições nas linhas mais abaixo durante o processo de triangularização.

Pode-se formular outros critérios mais elaborados, que levam a ganhos um pouco maiores de memória, porém, exigem programação mais sofisticada, e por isso, só se justificam quando a rede é excepcionalmente grande, ou quando o número de casos a estudar é elevado.

Para comparar os requisitos de memória e tempo de cálculo, foram testadas diversas redes de tamanhos distintos, usando a inversão clássica (programa MINV - IBM SSP) e a triangularização de GAUSS.

Os resultados dessas comparações são mostrados na tabela A.1.

BARRAS	PALAVRAS (8 BITS)		TEMPO DE EXECUÇÃO (S)	
	$[r]^{-1}$	Tabelas p_{kk}, $t_{k\ell}$	Por Inversão	Por Triangularização
22	485	183	1,90	0,80
63	3970	711	23,50	2,01
191	36482	2330	335 *	6,90
307	94250	6498	1040 *	16,12

* estimado

Os valores dados na 2º coluna correspondem ao número mínimo de palavras para armazenar a matriz real e simétrica $[r]^{-1}$. Usando o esquema de renumeração mencionado, resultam tabelas de p_{kk}, $t_{k\ell}$ e dos respectivos apontadores** conforme o número indicado na 3º coluna. Nas duas últimas colunas, são dados os tempos de CPU (Unidade de Processamento Central) dispendidos no PDP-10 para a solução do caso básico das diferentes redes, usando inversão clássica e triangularização. A fig. A.2 mostra os mesmos valores da tabela A.1. O método de triangularização apresenta variação quase - linear com o tamanho do sistema em contraste com a variação de ordem superior a 2 da solução por inversão.

** indicador da posição do elemento na matriz

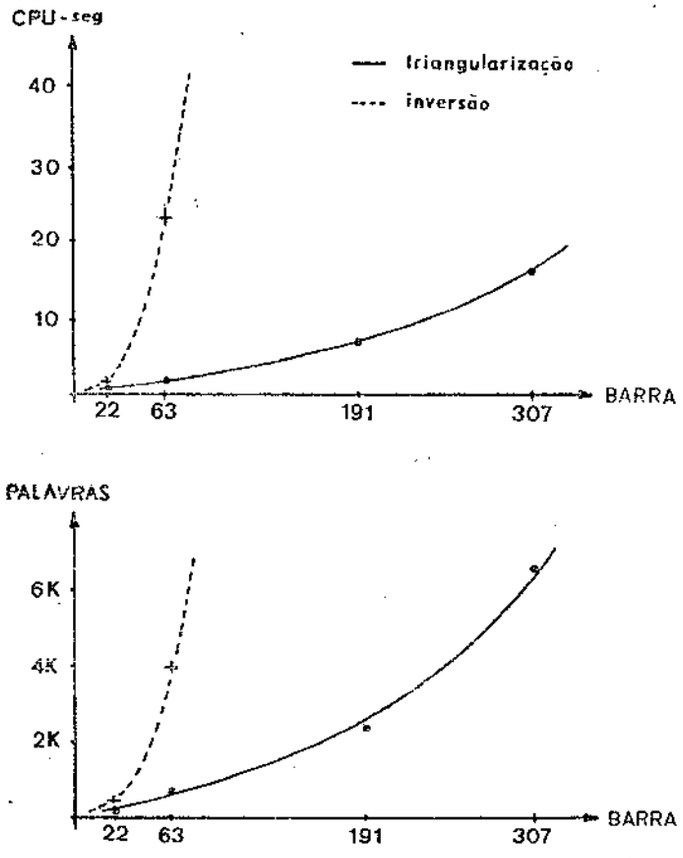


Fig. A.2 - COMPARAÇÃO DE TEMPO E MEMÓRIA PARA SOLUÇÃO POR INVERSÃO E TRIANGULARIZAÇÃO

A solução por triangularização é obtida em quatro passos, cada um executado por uma subrotina em linguagem FORTRAN IV com capacidade para redes com 1000 barras e 1500 linhas. Na tabela A.2 são descritas as principais características dessas subrotinas.

TABELA A.2

CARACTERÍSTICAS DAS SUBROTINAS USADAS NA SOLUÇÃO DOS SISTEMAS

ORDEM DE EXECUÇÃO	SUBROTINA	FUNÇÃO BÁSICA DA SUBROTINA	ENTRADA	SAÍDA
1	RENUMERAÇÃO	RENUMERAR OS NÓS SEGUNDO O CRITÉRIO ESTABELECIDO	REDE COM NUMERAÇÃO ANTIGA	REDE COM NUMERAÇÃO NOVA
2	ARMAZE-NAMENTO	ARMAZENAR OS ELEMENTOS NÃO NULOS DA MATRIZ EM FORMA DE TABELA COMPACTA COM APONTADORES	DADOS DA REDE: LAY-OUT E ADMITÂNCIAS	TABELAS DA MATRIZ E DOS APON-TADORES
3	TRIANGULA-RIZAÇÃO	SIMULAR A TRIANGULARIZAÇÃO DA MATRIZ, ARMAZENANDO OS TERMOS p_{kk} E $d_{k\ell}$ EM TABELAS	TABELAS DA MATRIZ E DOS APON-TADORES	TABELAS DE p_{kk}, $d_{k\ell}$ E E DOS APONTADORES
4	SOLUÇÃO	OPERAR OS TERMOS DO VETOR [I] SEGUNDO INDICAÇÕES DAS TABELAS p_{kk} e $d_{k\ell}$	TABELAS DE p_{kk}, δ_{kk} E VETOR [I]	VETOR SOLUÇÃO

APÊNDICE B - COMPARAÇÃO DO MODELO CA E DE MODELOS CC

A rede testada por COOK e POWERS na Ref. [5] é mostrada na Fig. B1. As cargas são dadas em KW e KVAR enquanto que as ligações são representadas pela resistência e reatância série em OHMS.

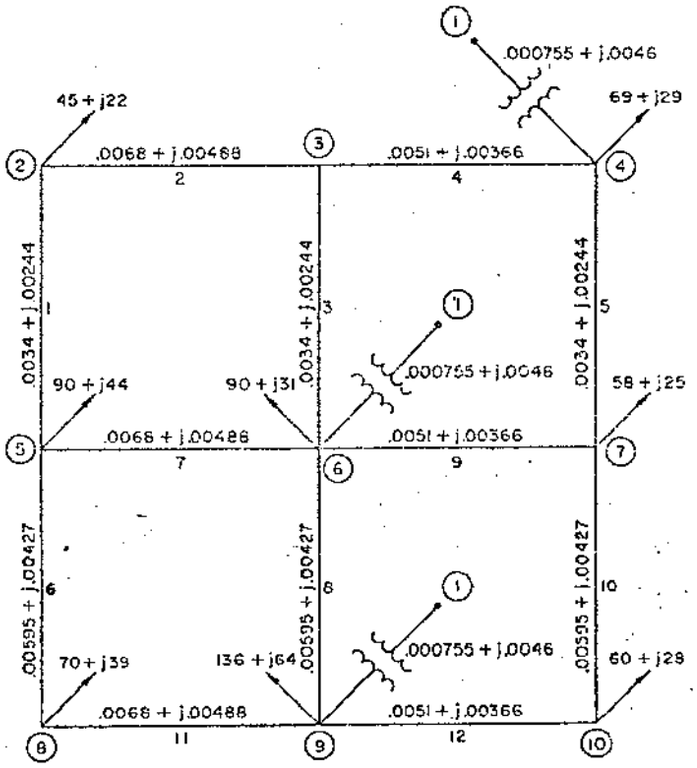


Fig. B1. - REDE SECUNDÁRIA USADA POR COOK E POWERS [5]

O fator de potência médio das cargas é de 0,90 (varia de 0,87 a 0,94). Para comparar os resultados obtidos com o modelo CA, usando o método do Gauss-Seidel, com os obtidos através do modelo CC desacoplado e CC módulo das impedâncias, fixou-se a potência aparente e admitiu-se o fator de potência médio para todas as cargas. Os perfis de tensão que resultaram, são mostrados na Fig. B2.

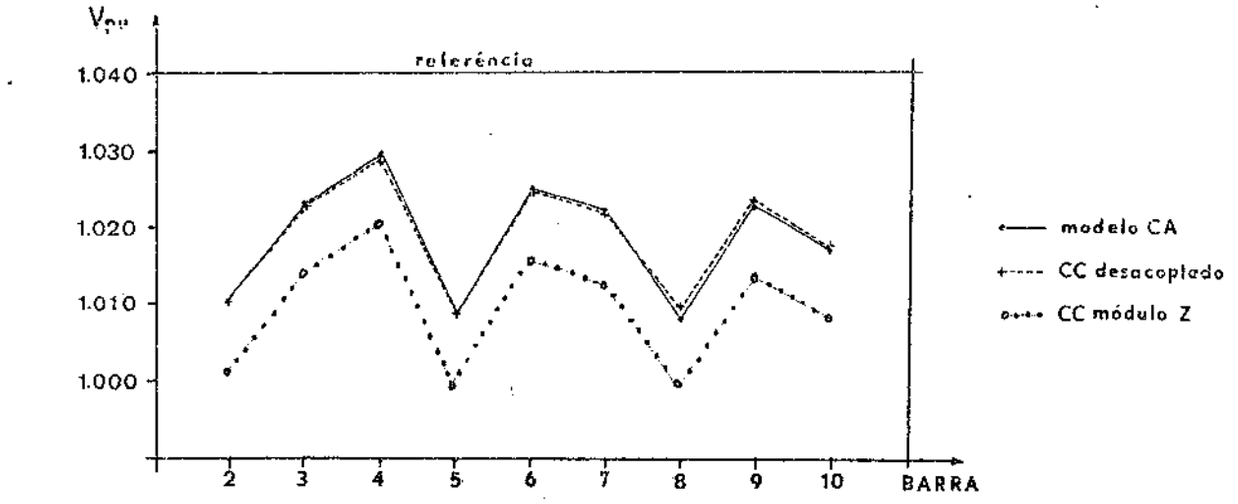


Fig. B2. - PERFIL DE TENSÃO PARA FP = 0,90

A discrepância maior verificada entre as tensões do modelo CA e as do modelo desacoplado, ocorreu na barra 8, com um erro de 0.10%. Pode-se verificar que o modelamento da rede pela magnitude das impedâncias realmente não fornece bons resultados para as tensões; em algumas barras o erro nas quedas chega a 50%. No entanto, o fluxo de corrente, calculado a partir das diferenças obtidas por esse modelo, apresenta boa precisão, conforme mostra a Fig. B3:

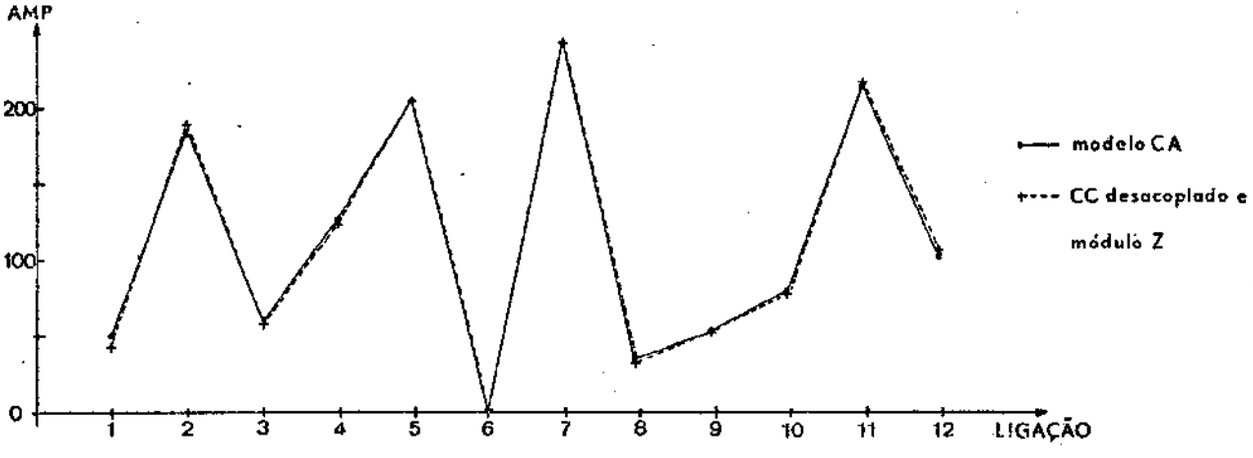


Fig. B3. - FLUXO DE CORRENTE NA REDE

A Fig. B4. mostra a influência do fator de potência sobre a queda de tensão, mantendo-se constante a potência aparente das cargas. Esse teste indica que o modelo CC módulo das impedâncias é pouco sensível à variação do fator de potência, razão pela qual se justifica usar o modelo desacoplado para queda de tensão e fluxo de corrente. As quedas de tensão, praticamente duplicam quando o fator de potência cai de 1.0 para 0.85 com os KVA da carga fixados. No caso dos KW serem mantidos constantes, a variação da queda de tensão com a variação do fator de potência será ainda maior uma vez que a magnitude da corrente aumenta.

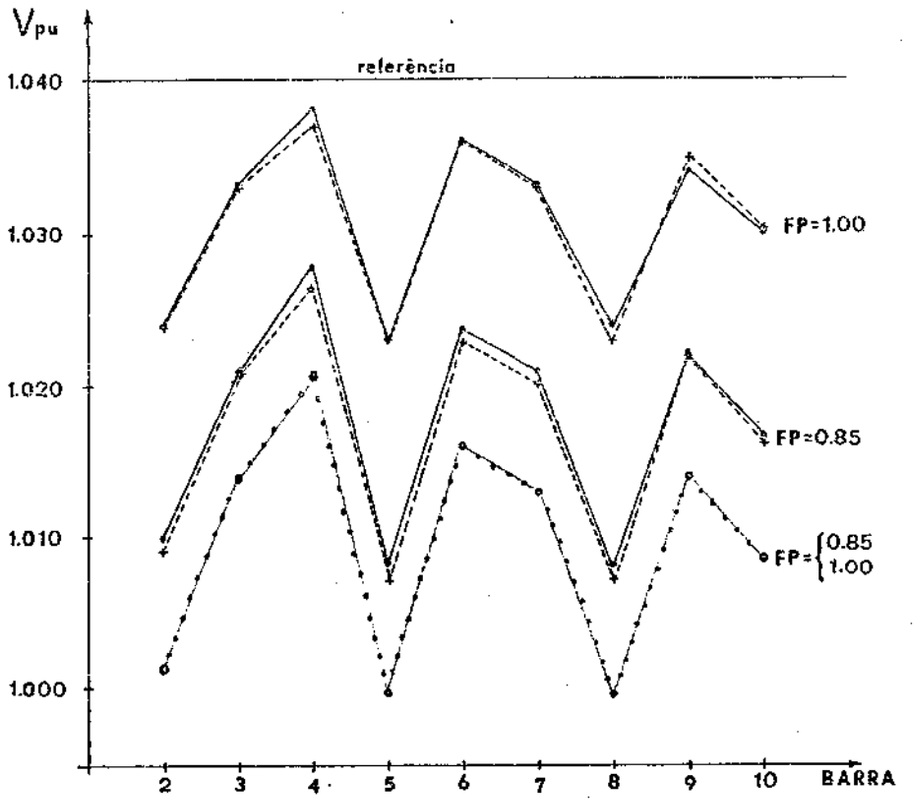


Fig. B4. - VARIAÇÃO DA QUEDA DE TENSÃO COM O FATOR DE POTÊNCIA

Na Fig. B5. são mostrados os fluxos de corrente na rede em função do fator de potência. São dados apenas os valores obtidos com o modelo CA uma vez que a superposição das demais curvas sobrecarregaria a figura. A discrepância entre os resultados do modelo CA e dos modelos CC são comparáveis aos da Fig. B3. As curvas da Fig. B5 mostram que, fixados os KVA das cargas, o fluxo de corrente na rede praticamente independe do fator de potência na faixa 0.85 a 1.00. Estes resultados explicam porque as diferenças de tensão, obtidas pelo modelo CC módulo Z, quase não variam com o

fator de potência e não servem para se calcular as tensões.

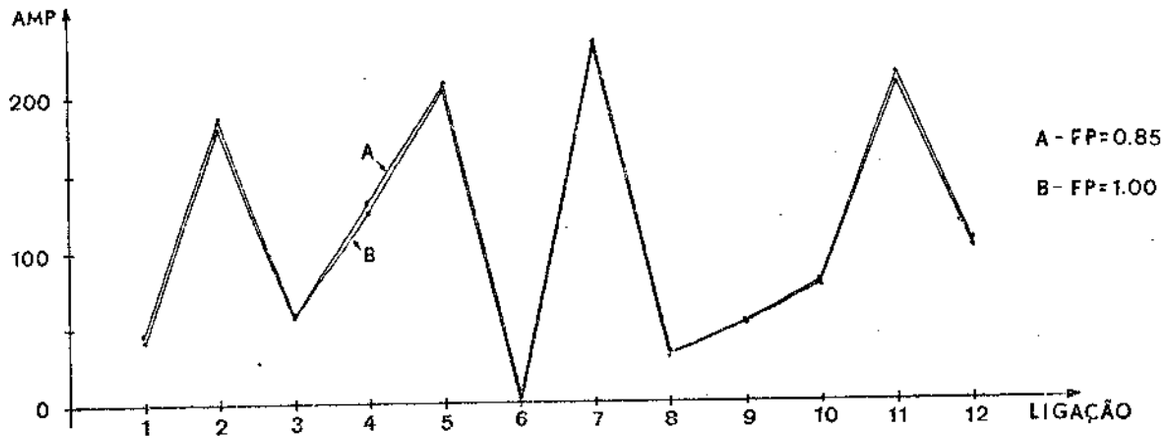


Fig. B5. - FLUXO DE CORRENTE NA REDE PARA FP = 0.85 e FP = 1.0

A Fig. B6. fornece uma listagem dos resultados obtidos para a rede, usando o modelo CA. O objetivo é mostrar os ângulos associados às tensões e correntes para um dado fator de potência, conforme referências feitas no capítulo 2.

No exemplo, os ângulos das tensões são inferiores a $1,2^{o}$ e portanto, a hipótese II é satisfeita. As cargas indutivas tem um FP =0.85 que corresponde a um ângulo de -31.8^{o}. As magnitudes dos ângulos das correntes na rede variam de 10^{o} a 46^{o}.

METODO ITERATIVO DE GAUSS CONVERGE EM, 21ITERACOES

BARRA	TENSAO		VPU	GRAUS	KW	KVAR	GRAUS
2	121.06	-2.26	1.0083	-1.0708	-42.50	-26.34	-31.79
3	122.59	-2.15	1.0210	-1.0027	0.00	0.00	0.00
4	123.36	-1.99	1.0274	-0.9235	-65.19	-40.40	-31.79
5	120.07	-2.29	1.0067	-1.0868	-85.00	-52.68	-31.79
6	122.83	-2.19	1.0230	-1.0219	-85.00	-52.68	-31.79
7	122.52	-2.13	1.0204	-0.9972	-54.74	-33.92	-31.79
8	120.85	-2.34	1.0065	-1.1074	-66.13	-40.98	-31.79
9	122.61	-2.30	1.0212	-1.0740	-128.35	-79.54	-31.79
10	121.95	-2.25	1.0157	-1.0580	-56.70	-35.14	-31.79
1	124.89	0.00	1.0400	0.0000	590.13	380.72	32.82

FLUXO NAS LINHAS

LINHA	AMPERES	GRAUS
1	45.42	26.56
2	182.99	31.27
3	59.63	46.20
4	126.33	24.25
5	205.15	26.00
6	6.93	22.52
7	234.50	32.69
8	33.91	10.02
9	50.94	46.20
10	79.08	23.75
11	210.68	34.45
12	104.94	39.70
13	537.60	28.17
14	644.74	33.87
15	694.69	35.46

Fig. B6. - RESULTADOS OBTIDOS COM O GAUSS-SEIDEL PARA FP = 0.85

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL

APÊNDICE C - CONVERGÊNCIA DO PROCESSO ITERATIVO

Quando se modela a carga por corrente, calculada através de (3.1), introduz-se um erro devido à queda de tensão no ponto.

Para uma variação da tensão na faixa ± 5% em torno de V_o, o erro na corrente inicial $[I]^{(o)}$ é da mesma ordem de grandeza. As quedas obtidas pela solução do sistema (3.20), dadas por:

$$[\Delta V]^{(1)} = [r]^{-1} \quad [I]^{(o)} \qquad C.1$$

permitem corrigir as correntes,

$$[I]^{(1)} = [S_p/(V_o + V_p^{(1)}), p = 1, 2 \ldots n]^T \qquad C.2$$

e recalcular as quedas. Aplicado à rede 2, de 22 barras, o processo iterativo convergiu em 3 passos. Os resultados relativos à barra onde ocorreu a maior queda de tensão estão mostrados na Tabela C.1.

ITERAÇÃO	TENSÃO PU		CORRENTE A		CARGA KVA	
	FP = 0.85	FP = 1.0	FP = 0.85	FP = 1.0	FP = 0.85	FP = 1.0
1	0,960	0,986	672,7	571,8	232,6	202,9
2	0,958	0,985	701,1	580,5	242,0	206,0
3	0,958	0,985	702,1	580,7	242,4	206,0
4	0,958	0,985	702,2	580,7	242,4	206,0
POR DETERMINAÇÃO APROXIMADA DO PONTO DUPLO						
1	0,958	0,985	702,1	580,7	242,4	206,0

Os resultados da 3º iteração são praticamente iguais aos da 4º, indicando que o processo convergiu. Os erros nos valores da 2º iteração comparados aos da 4º são da ordem de 0,1% para FP = 1.0 e 0,2% para FP =0,85.

Tais erros são mostrados também na Fig. C.1. Para FP baixo,a queda é maior, gerando erros mais acentuados, fato já constatado no apêndice anterior

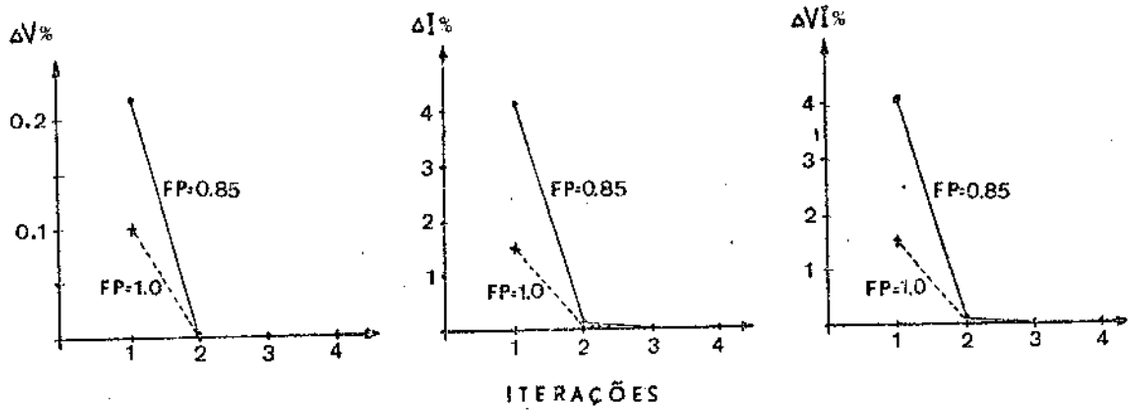


Fig. C.1 - CONVERGÊNCIA DA TENSÃO, CORRENTE E POTÊNCIA PARA A REDE 2

Linearizando-se a equação (C.2) em torno do valor V_o, é possível acelerar a convergência através da determinação aproximada do ponto duplo da recorrência, conforme foi mostrado no capítulo III. Os resultados obtidos pela aplicação dessa técnica à rede 2, são dados no final da Tabela C.1. Verifica-se que as tensões, calculadas diretamente através do sistema modificado (3.31), têm a precisão da 2º iteração normal e que as correntes obtidas a partir dessas tensões são iguais às da 3º iteração. Nos demais exemplos testados verificou-se um comportamento análogo. Dentre as hipóteses iniciais, a que mais diretamente afeta a convergência, é a primeira uma vez que a partir dela é feita a linearização de (C.2). No entanto, mesmo na situação de 1º contingência, com FP = 0.85 e quedas de até 6%, o erro verificado nas tensões foi inferior a 0,3%.

APÊNDICE D - SIMULAÇÃO DE CONTINGÊNCIAS - PERDA DE ALIMENTADOR PRIMÁRIO

A rede 2, usada para teste, tem 3 alimentadores e 11 transformadores, assim distribuídos:

TABELA D.1 - LIGAÇÃO DOS ALIMENTADORES DA REDE 2

ALIMENTADOR	BARRA COM TRANSFORMADOR
1	5, 13, 20
2	2, 8, 9, 19
3	4, 5, 14, 15

As correntes por fase, obtidas pelo modelo desacoplado para o caso básico dessa rede, estão mostrados na Fig. D.1:

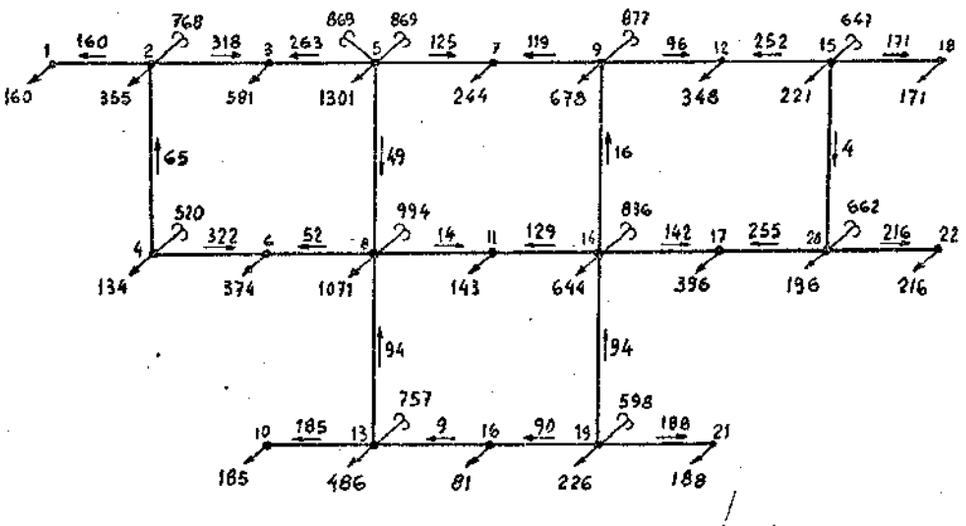


Fig. D.1 - CORRENTES (A) PARA O CASO BÁSICO DA REDE 2 COM FP = 1.0

SITUACAO DAS BARRAS

BARRA	AMP/FASE	KW/TRIF.	QUEDA%	VOLTS/FASE	PU
1	=160,0	=57,0	=1,1	118,7	0,989
10	=185,4	=66,0	=1,2	118,7	0,988
18	=171,1	=61,0	=1,0	118,8	0,990
21	=187,8	=67,0	=1,0	118,9	0,990
22	=216,2	=77,0	=1,2	118,7	0,988
3	=500,7	=206,0	=1,5	118,3	0,985
4	=133,8	=48,0	=0,4	119,6	0,996
6	=373,8	=133,0	=1,2	118,6	0,988
7	=244,3	=87,0	=1,2	118,7	0,988
11	=143,1	=51,0	=1,1	118,8	0,989
12	=348,3	=124,0	=1,2	118,7	0,988
16	=81,1	=29,0	=0,7	119,2	0,993
17	=396,2	=141,0	=1,2	118,6	0,988
2	=355,1	=127,0	=0,7	119,2	0,993
5	=1301,4	=465,0	=0,8	119,1	0,992
9	=677,5	=242,0	=0,9	119,1	0,991
13	=486,4	=174,0	=0,7	119,2	0,993
15	=220,6	=79,0	=0,6	119,4	0,994
19	=226,0	=81,0	=0,5	119,5	0,995
20	=195,5	=70,0	=0,6	119,4	0,994
8	=1071,3	=382,0	=1,0	118,9	0,990
14	=643,6	=230,0	=0,8	119,1	0,992

FLUXO NA REDE

LINHA	INICIO	FIM	AMP/FASE	KVA/TRIF.
1	1	2	=160.	=57.
2	2	3	318.	113.
3	2	4	=65.	=23.
4	3	5	=263.	=94.
5	4	6	322.	115.
6	5	7	125.	45.
7	5	8	49.	18.
8	6	8	=52.	=19.
9	7	9	=119.	=43.
10	8	11	14.	5.
11	8	13	=94.	=34.
12	9	12	96.	34.
13	9	14	=16.	=6.
14	10	13	=185.	=66.
15	11	14	=129.	=46.
16	12	15	=252.	=90.
17	13	16	=9.	=3.
18	14	17	142.	50.
19	14	19	=94.	=34.
20	18	15	=171.	=61.
21	15	20	4.	1.
22	16	19	=90.	=32.
23	17	20	=255.	=91.
24	21	19	=188.	=67.
25	22	20	=216.	=77.

CARGA NOS TRAFOS

TRAFO	BARRA	ALIM.	A/FASE	KVA/TRIF.
1	2	2	768.	277.
2	4	3	520.	188.
3	5	1	869.	313.
4	5	3	869.	313.
5	8	2	994.	358.
6	9	2	877.	316.
7	13	1	757.	273.
8	14	3	836.	301.
9	15	3	647.	233.
10	19	2	598.	215.
11	20	1	662.	239.
		TOTAL=		3026.

Fig. D.2 - CASO BÁSICO PARA REDE 2

Para esses valores de corrente, a potência entregue coincide com os valores estipulados pelos dados. Na Fig. D.2 é dada a listagem completa dos resultados. Pode-se observar que na barra 3 ocorre a queda de tensão máxima de 1,5%. Em todos os nós as correntes calculadas pelo modelo desacoplado satisfazem a lei da conservação das cargas, o que não é verificado pelos resultados obtidos com o analisador de circuitos [3], devido à falta de precisão nas leituras.

As Fig. D.3 e D.4 mostram os resultados obtidos para a mesma rede, sem o alimentador 1.

Pela eliminação dos transformadores ligados ao alimentador 1, a queda de tensão máxima ocorre nas barras 10 e 22 com 3,4%. A potência nas cargas praticamente é mantida no valor estipulado, enquanto que as correntes sofrem um pequeno acréscimo para compensar a variação na tensão. Os fluxos na rede mudam sensivelmente nas ligações próximas aos pontos onde foi eliminado um transformador. O transformador remanescente na barra 5 é solicitado com 100% de sua capacidade.

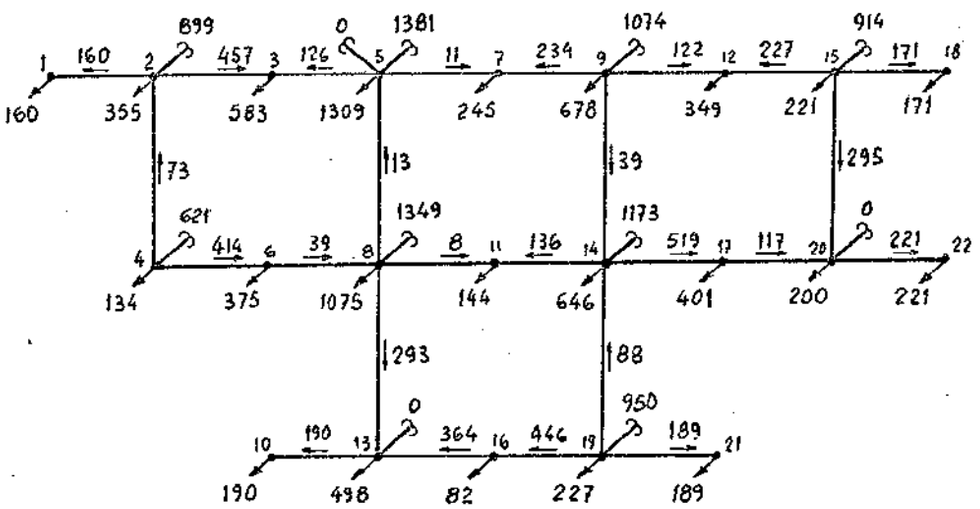


Fig. D.3 - REDE 2 SEM O ALIMENTADOR 1

ALIMENTADOR EXCLUIDO 1

TRAFO 5
TRAFO 13
TRAFO 20

SITUACAO DAS BARRAS

BARRA	AMP/FASE	KW/TRIF.	QUEDA%	VOLTS/FASE	PU
1	=160.2	=57.0	=1.2	118.6	0.988
10	=189.7	=66.0	=3.4	116.0	0.966
18	=171.5	=61.0	=1.3	118.6	0.987
21	=188.5	=67.0	=1.3	118.5	0.987
22	=221.3	=77.0	=3.4	116.0	0.966
3	=582.7	=206.0	=1.9	117.8	0.981
4	=133.9	=48.0	=0.5	119.5	0.995
6	=374.7	=133.0	=1.5	118.3	0.985
7	=245.2	=87.0	=1.5	118.3	0.985
11	=143.6	=51.0	=1.4	118.4	0.986
12	=348.9	=124.0	=1.4	118.5	0.986
16	=82.3	=29.0	=2.2	117.5	0.978
17	=401.4	=141.0	=2.5	117.1	0.975
2	=355.4	=127.0	=0.8	119.1	0.992
5	=1309.1	=465.0	=1.4	118.4	0.986
9	=678.5	=242.0	=1.0	118.9	0.990
13	=497.6	=174.0	=2.9	116.6	0.971
15	=221.1	=79.0	=0.8	119.1	0.992
19	=226.8	=81.0	=0.9	119.1	0.991
20	=200.0	=70.0	=2.9	116.7	0.971
8	=1075.2	=382.0	=1.4	118.4	0.986
14	=645.8	=230.0	=1.1	118.7	0.989

FLUXO NA REDE

LINHA	INICIO	FIM	AMP/FASE	KVA/TRIF.
1	1	2	=160.	=57.
2	2	3	457.	162.
3	2	4	=73.	=26.
4	3	5	=126.	=45.
5	4	6	414.	148.
6	5	7	11.	4.
7	5	8	=13.	=4.
8	6	8	39.	14.
9	7	9	=234.	=83.
10	8	11	8.	3.
11	8	13	293.	103.
12	9	12	122.	44.
13	9	14	39.	14.
14	10	13	=190.	=66.
15	11	14	=136.	=48.
16	12	15	=227.	=81.
17	13	16	=364.	=128.
18	14	17	519.	184.
19	14	19	=88.	=31.
20	18	15	=171.	=61.
21	15	20	295.	104.
22	16	19	=446.	=158.
23	17	20	117.	41.
24	21	19	=189.	=67.
25	22	20	=221.	=77.

CARGA NOS TRAFOS

TRAFO	BARRA	ALIM.	A/FASE	KVA/TRIF.
1	2	2	899.	324.
2	4	3	621.	224.
3	5	1	0.	0.
4	5	3	1381.	498.
5	6	2	1349.	486.
6	9	2	1074.	387.
7	13	1	0.	0.
8	14	3	1173.	423.
9	15	3	914.	329.
10	19	2	950.	342.
11	20	1	0.	0.
		TOTAL=		3012.

Fig. D.4 - REDE 2 SEM O ALIMENTADOR 1

TABELA D.2 - VARIAÇÃO NO FLUXO DE CORRENTE
DEVIDO À PERDA DO ALIMENTADOR 1

BARRA INICIAL	BARRA FINAL	CORRENTE ANTES	CORRENTE DEPOIS
3	5	- 263	- 126
5	7	125	11
8	13	- 94	293
13	16	- 9	- 364
15	20	4	295
17	20	- 255	117

O sinal (-) indica corrente fluindo da barra final para a inicial. As linhas 13-16 e 15-20, que na operação normal ficam ociosas, são altamente solicitadas com a saída do alimentador 1, o que mostra a importância das interligações na operação de emergência.

APÊNDICE E - SIMULAÇÃO DE CURTO CIRCUITO TRIFÁSICO NA REDE SECUNDÁRIA

Usando apenas o subsistema para correntes, foram simulados alguns curtos simétricos na rede 2. Os resultados obtidos estão mostrados na Fig. E.1.

CURTO TRIFASICO EM BARRA

BARRA	AMPERES	VIZINHANCA			
		BARRA	VOLTS	LINHA	AMPERES
5	*80315.	3	45.	4	7610.
		7	49.	6	8049.
		8	98.	7	8839.
		0	120.	28	27908.
		0	120.	29	27908.
BARRA	AMPERES	VIZINHANCA			
11	*28722.	BARRA	VOLTS	LINHA	AMPERES
		8	87.	10	14389.
		14	87.	15	14333.
BARRA	AMPERES	VIZINHANCA			
14	*60551.	BARRA	VOLTS	LINHA	AMPERES
		9	95.	13	8582.
		11	50.	15	8237.
		17	45.	18	7602.
		19	91.	19	8222.
		0	120.	33	27908.
BARRA	AMPERES	VIZINHANCA			
21	*13726.	BARRA	VOLTS	LINHA	AMPERES
		19	83.	24	13726.

Fig. E.1 - CURTO TRIFÁSICO NAS BARRAS 5, 11, 14 e 21 DA REDE 2

No ponto da falha a tensão se anula, porém nas barras vizinhas os transformadores conseguem sustentar os valores dados. Essas tensões foram calculadas a partir das diferenças fornecidas pelo modelo de corrente e portanto são aproximadas. Nesta aplicação se justifica usar o modelo CC módulo Z, semelhante ao da Ref. [5], que fornece maior precisão no cálculo das correntes, já que estas são as variáveis de maior interesse.

-7763 - SP

Na Fig. E.2 são mostradas as contribuições das linhas próximas ao ponto da falha:

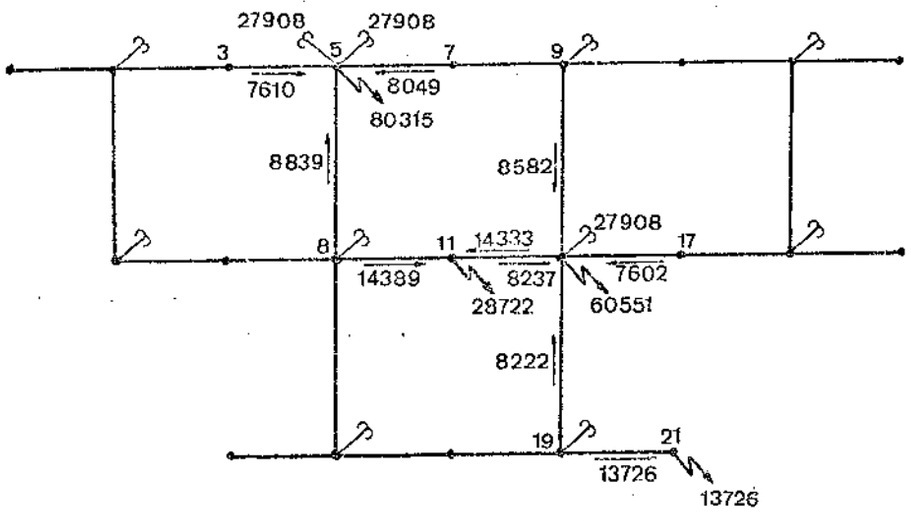


Fig. E.2 - FLUXOS DE CORRENTE PRÓXIMO DOS PONTOS DE FALHA

A listagem dos resultados foi reduzida a uma análise da vizinhança dos pontos de teste, porque se verificou que a região de influência de uma falha é delimitada pela localização dos transfomadores em torno do ponto da falha. Isto é explicado pelo fato das tensões internas dos transformadores serem mantidas constantes (Hip. V).

A Fig. E.3 mostra os resultados obtidos pela simulação de curto simétrico ao longo de linhas da mesma rede.

A notação para essa listagem é a seguinte:

NI = nó inicial

NF = nó final

CC = ponto do curto circuito

CURTO TRIFASICO EM LINHA

LINHA	NI				NF
7	5				8
CASO	TENSAO(NI)	TENSAO(NF)	AMP(NI-CC)	AMP(NF-CC)	AMP(CC)
1	81.	107.	24368.	3587.	27955.
2	109.	106.	6519.	6340.	12858.
3	116.	74.	3660.	22073.	25733.

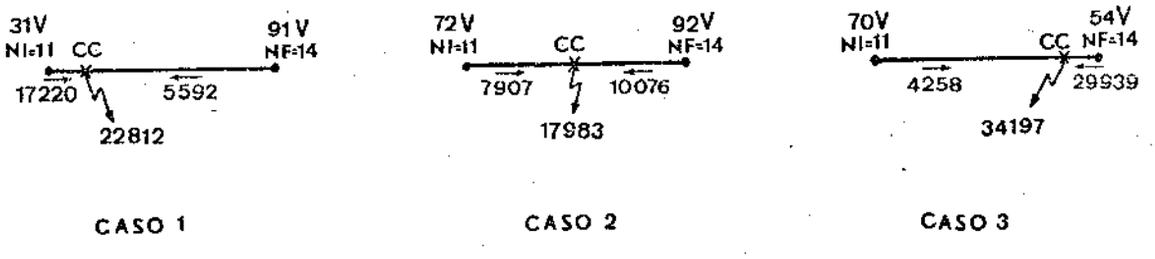
LINHA	NI				NF
15	11				14
CASO	TENSAO(NI)	TENSAO(NF)	AMP(NI-CC)	AMP(NF-CC)	AMP(CC)
1	31.	91.	17220.	5592.	22812.
2	72.	92.	7907.	10076.	17983.
3	70.	54.	4258.	29939.	34197.

LINHA	NI				NF
24	21				19
CASO	TENSAO(NI)	TENSAO(NF)	AMP(NI-CC)	AMP(NF-CC)	AMP(CC)
1	14.	85.	7774.	5183.	12957.
2	41.	83.	4557.	9114.	13671.
3	30.	46.	1609.	25329.	27139.
NI-A	70.	108.	4265.	0.	4265.

Fig. E.3 - CURTO TRIFÁSICO NAS LINHAS 7, 15, 24 DA REDE 2

Em cada linha são testados três casos. Sendo ℓ o comprimento da ligação, os pontos de teste, mostrados na Fig. 5.1, correspondem a:

CASO 1 - CC distante 0.1ℓ de NI;
CASO 2 - CC no meio da linha;
CASO 3 - CC distante 0.1ℓ de NF



CASO 1 CASO 2 CASO 3

Fig. E.4 - CURTO CIRCUITO NA LINHA 15 DA REDE 2

RMAS - 211-7763 - SP

A simulação do curto em linha é feito em apenas um dos circuitos. Na rede 2 há 3 circuitos em paralelo por linha (3 cabos trifásicos 4/0 AWG de 4 condutores), colocados em dutos separados.

Pode-se ver que a corrente de curto varia bastante em função da localização da falha. Próximo aos pontos de interligação (caixa de ligação ou barramento de transformador) assume valores mais elevados, justificando a política de unir os circuitos paralelos de trecho em trecho para aumentar a corrente de curto[3]. O perfil de corrente para a linha 15 é dado na Fig. E.5.

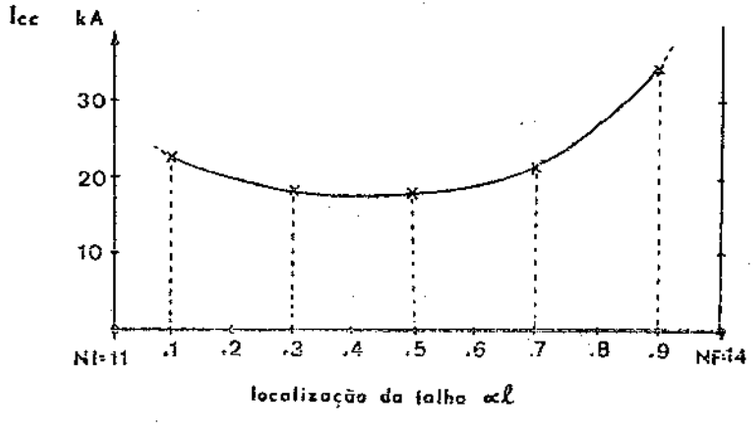


Fig. E.5 - PERFIL DE CORRENTE PARA CURTO CIRCUITO NA LINHA 15

A corrente mínima ocorre aproximadamente a 0.4ℓ do nó inicial 11. O deslocamento do mínimo em direção ao nó 11 é causado pela presença do transformador na barra final 14, elevando a corrente de curto.

Para verificar o critério de queima-livre dos condutores, admite-se que o primeiro condutor a romper é o que tiver maior corrente [3]. Pela tabela 2.1, a corrente mínima para a queima do condutor 4/0 AWG é 2900A . Dessa maneira, as falhas mostradas na Fig. E.3 são eliminadas automaticamente nas linhas 7 e 15. Quando não há corrente suficiente em um dos ramos, como no caso 3 da linha 24, deve-se fazer alguns cálculos adicionais para verificar se o acréscimo de corrente nesse ramo, devido ao rompimento do outro , é suficiente para eliminar a falha totalmente. No exemplo, o rompimento do ramo NF-CC, indicado pela corrente nula, provoca um acréscimo na corrente do ramo NI-CC, de 1809A para 4265A; portanto, a falha será eliminada completamente.

APÊNDICE F - CASO BÁSICO E CONTINGÊNCIAS PARA A REDE SUBTERRÂNEA CAMBUCI I

A rede 5 - Cambuci I - com 307 barras, 519 ligações, 58 transformadores e 4 alimentadores, permite verificar o desempenho do modelo desacoplado em um sistema de grande porte. Por limitações de espaço, as listagens são apresentadas parcialmente. Os valores acrescentados sob o título LIGHT, referem-se aos resultados fornecidos para comparação.

A maior discrepância na tensão é de 0,3%, tanto no caso básico quanto em 1º contingência. Na comparação dos fluxos de KVA na rede constata-se uma discrepância uniforme, independente do carregamento da ligação. Em termos porcentuais, os erros maiores ocorrem nas linhas menos solicitadas. Em linhas mais carregadas, as discrepâncias são inferiores a 5%.

Para ser coerente com a precisão nos próprios dados das cargas não se pode exigir maior precisão no cálculo dos fluxos. Além disso, para dimensionar os condutores da rede, deve-se verificar o carregamento limite ; para isso, o método fornece automaticamente maior precisão nas linhas com fluxos maiores. Esse comportamento é comum em modelos de corrente contínua, e foi constatado também por COOK [5].

A comparação do carregamento dos transformadores mostra o mesmo comportamento das linhas, de modo que a verificação do carregamento limite pode ser feito com pequena margem de erro. Pela tabela 2.2, o protetor para transformador de 500 KVA tem um limite de 1600 A por fase, o que corresponde a uma sobrecarga de 15% no transformador. Limitando-se a carga dos transformadores em 100% da capacidade nominal, não haverá problema com os protetores causado por aproximações de cálculo.

A resolução do caso básico no computador PDP-10 demandou 16,5 segundos de CPU e requereu menos de 30K de memória. Para as 4 contingências foram gastos 55 segundos de CPU. As listagens que seguem, referem-se às páginas iniciais correspondentes à saída de resultados para o caso básico e a perda dos alimentadores 1 e 2.

FLUXO DE CARGA DC PARA REDES DE DISTRIBUICAO

CARACTERISTICAS DA REDE

BARRAS	LIGACOES	TRAFOS	ALIMENTADORES	COSFI
307	519	58	4	0,85

RESULTADOS RELATIVOS A :

(0)CASO BASICO (1)CONTINGENCIAS (0)CURTO EM NO (0)CURTO EM LINE

BASE DE TENSAO KV L-L 0,208

BASE DE POTENCIA KVA 1000,000

TENSAO DAS FONTES PU 1,050

SITUACAO DAS BARRAS

BARRA	AMP/FASE	KW/TRIF.	QUEDA%	VOLTS/FASE	PU	LIGHT
28	-827.4	-263.0	-1.1	124.7	1.030	1.038
66	0.0	0.0	-1.6	124.1	1.033	1.033
96	-28.0	-9.0	-0.1	126.0	1.049	1.050
105	-1445.1	-460.0	-1.0	124.8	1.039	1.039
151	0.0	0.0	-2.2	123.3	1.027	1.025
152	0.0	0.0	-2.1	123.4	1.028	1.027
180	-464.4	-146.0	-2.2	123.3	1.027	1.026
182	-979.5	-307.0	-2.5	122.9	1.023	1.023
185	0.0	0.0	-1.2	124.6	1.038	1.038
287	-329.5	-104.0	-1.8	123.8	1.031	1.031
2	0.0	0.0	-1.8	123.9	1.031	1.031
3	0.0	0.0	-1.4	124.3	1.035	1.035
4	-293.9	-92.0	-2.7	122.7	1.022	1.022
6	-25.1	-8.0	-0.8	125.1	1.041	1.042
10	-273.0	-85.0	-3.2	122.1	1.017	1.016
12	-79.5	-25.0	-2.2	123.4	1.027	1.027
14	-263.8	-83.0	-2.2	123.4	1.027	1.027
16	-191.5	-60.0	-2.5	122.9	1.023	1.023
18	-92.5	-29.0	-2.5	123.0	1.024	1.024
20	-70.1	-22.0	-2.4	123.1	1.025	1.025
24	-127.4	-40.0	-2.4	123.1	1.025	1.025
27	-191.9	-61.0	-1.1	124.7	1.038	1.038
29	-206.0	-66.0	-0.3	125.7	1.046	1.047
33	-196.0	-62.0	-1.6	124.0	1.033	1.033
35	-18.9	-6.0	-1.3	124.4	1.036	1.036
36	-15.8	-5.0	-1.5	124.2	1.034	1.034
38	-22.1	-7.0	-1.3	124.5	1.036	1.036
40	-9.4	-3.0	-1.2	124.5	1.037	1.037
42	-117.5	-37.0	-2.1	123.5	1.028	1.028
44	0.0	0.0	-2.2	123.3	1.027	1.027
45	-89.3	-28.0	-2.5	123.0	1.024	1.024
47	-137.9	-43.0	-3.0	122.3	1.018	1.018
49	-224.5	-70.0	-3.0	122.3	1.018	1.017
51	-246.4	-77.0	-2.8	122.6	1.021	1.020
53	-6.4	-2.0	-2.9	122.4	1.020	1.019
55	-328.8	-102.0	-3.5	121.7	1.013	1.012
57	-64.2	-20.0	-3.1	122.2	1.017	1.016
59	-321.5	-100.0	-3.3	122.0	1.016	1.014
61	-79.4	-25.0	-2.1	123.4	1.028	1.027
67	-109.3	-35.0	-0.4	125.5	1.045	1.046
72	-56.8	-18.0	-1.5	124.2	1.034	1.035
74	-424.3	-131.0	-4.0	121.1	1.008	1.008
77	-28.8	-9.0	-2.7	122.7	1.022	1.022
79	-3.2	-1.0	-2.7	122.7	1.022	1.022
80	-6.4	-2.0	-2.7	122.6	1.021	1.021
81	-70.3	-22.0	-2.7	122.7	1.021	1.021
83	-101.9	-32.0	-2.3	123.1	1.025	1.026
89	-3.2	-1.0	-3.5	121.7	1.013	1.013
91	-16.0	-5.0	-2.8	122.6	1.021	1.020
93	-9.6	-3.0	-2.9	122.5	1.020	1.020
95	0.0	0.0	-0.4	125.6	1.046	1.046
98	-50.5	-16.0	-1.4	124.3	1.035	1.035
101	-53.3	-17.0	-0.8	125.1	1.042	1.042
103	-178.3	-57.0	-0.6	125.3	1.044	1.044
104	0.0	0.0	-1.0	124.9	1.040	1.040

FLUXO NA REDE

LINHA	INICIO	FIM	AMP/FASE	KVA/TRIF.	LIGHT
1	1	2	32.	12.	13
2	1	275	156.	58.	60
3	1	277	85.	32.	33
4	1	293	175.	65.	67
5	2	307	32.	12.	13
6	3	4	180.	67.	67
7	3	8	-180.	-67.	-69
8	4	5	-114.	-42.	-43
9	5	6	-20.	-8.	- 9
10	5	27	-94.	-35.	-38
11	6	7	-45.	-17.	-17
12	7	29	-49.	-18.	-19
13	7	31	-24.	-9.	- 9
14	7	32	28.	10.	12
15	8	11	156.	58.	59
16	8	22	2.	1.	2
17	8	23	66.	25.	25
18	8	25	27.	10.	11
19	8	35	28.	11.	11
20	9	10	139.	51.	51
21	9	23	-199.	-73.	-74
22	9	26	-129.	-48.	-48
23	10	11	-134.	-49.	-51
24	11	12	22.	8.	9
25	12	13	-58.	-21.	-22
26	13	14	246.	91.	92
27	13	22	-304.	-113.	-105
28	14	15	-18.	-7.	-7
29	15	16	137.	51.	51
30	15	22	-155.	-58.	-58
31	16	17	-55.	-20.	-20
32	17	18	60.	22.	23
33	17	32	-93.	-35.	-35
34	17	34	-22.	-8.	- 9
35	18	19	-32.	-12.	-13
36	19	20	-10.	-4.	- 4
37	19	34	-73.	-27.	-29
38	20	21	-80.	-30.	-30
39	21	25	-25.	-9.	-13
40	21	71	-55.	-20.	-21
41	22	27	-236.	-88.	-90
42	22	28	-220.	-82.	-86
43	23	24	-9.	-3.	- 4
44	23	26	-124.	-46.	-46
45	24	25	-136.	-50.	-51
46	25	26	-135.	-50.	-51
47	26	37	-9.	-3.	- 3
48	29	30	87.	33.	33
49	30	31	47.	18.	19
50	30	32	30.	11.	13
51	31	32	23.	9.	10
52	32	33	54.	20.	20
53	32	48	127.	47.	46
54	32	76	140.	52.	50
55	33	34	-142.	-53.	-56

CARGA NOS TRAFOS

TRAFO	BARRA	ALIM.	A/FASE	KVA/TRIF.	LIGHT	
1	1	4	739.	279.	279.	
2	8	1	554.	209.	209	
3	26	2	379.	143.	142	
4	27	3	522.	197.	196	
5	28	2	524.	198.	197	
6	28	4	524.	198.	197	
7	29	1	171.	65.	62	
8	29	4	171.	65.	62	
9	32	2	334.	126.	125	
10	34	3	505.	191.	189	
11	63	3	574.	217.	210	
12	64	3	316.	119.	117	
13	66	2	761.	288.	292	
14	67	1	205.	78.	77	
15	68	4	351.	133.	131	
16	69	4	586.	222.	221	
17	70	2	496.	188.	187	
18	86	3	843.	319.	303	
19	87	4	910.	344.	333	
20	96	1	29.	11.	11	
21	96	3	29.	11.	11	
22	103	4	289.	109.	109	
23	105	1	458.	173.	172	
24	105	2	458.	173.	172	
25	105	3	458.	173.	172	
26	106	2	254.	96.	95	
27	108	3	661.	250.	249	
28	113	1	677.	256.	257	
29	137	4	909.	344.	346	
30	138	2	806.	305.	311	
31	139	3	836.	316.	324	
32	149	1	1014.	384.	376	
33	151	4	1004.	380.	373	
34	152	3	964.	365.	360	
35	164	2	715.	270.	262	
36	165	1	654.	247.	246	
37	166	4	625.	236.	230	
38	178	3	950.	359.	354	
39	179	2	890.	337.	331	
40	180	1	1022.	387.	381	
41	182	4	1129.	427.	418	
42	184	2	625.	237.	233	
43	185	4	567.	215.	213	
44	218	3	595.	225.	221	
45	220	3	731.	276.	269	
46	221	1	793.	300.	291	
47	222	4	742.	281.	277	
48	223	2	781.	295.	289	
49	224	3	750.	284.	281	
50	225	2	903.	342.	335	
51	243	1	770.	291.	289	
52	249	4	1194.	452.	445	
53	256	4	894.	338.	332	
54	258	3	855.	323.	319	
55	286	2	743.	281.	278	
56	304	1	843.	319.	316	
57	305	2	859.	324.	320	
58	307	3	947.	358.	348	
			TOTAL=	14331.	14145	ε=1,3 %

9115 - MULTIFORMAS - 211-7761 - VP

ALIMENTADOR EXCLUIDO 1

TRAFO	8
TRAFO	29
TRAFO	67
TRAFO	96
TRAFO	105
TRAFO	113
TRAFO	149
TRAFO	165
TRAFO	189
TRAFO	221
TRAFO	243
TRAFO	304

915 - MULTIFORMAS - 211-7763 - SP

SITUACAO DAS BARRAS

BARRA	AMP/FASE	KV/TRIF.	QUEDA%	VOLTS/FASE	PU	LIGHT	
28	-829.0	-263.0	-1.3	124.4	1.036	1.036	
66	0.0	0.0	-2.2	123.4	1.027	1.026	
96	-28.1	-9.0	-0.3	125.7	1.047	1.047	
105	-1451.8	-460.0	-1.5	124.3	1.035	1.034	
151	0.0	0.0	-3.0	122.3	1.018	1.016	
152	0.0	0.0	-2.9	122.5	1.020	1.017	E=0,
180	-475.1	-146.0	-4.4	120.5	1.003	1.002	
182	-990.2	-307.0	-3.6	121.6	1.012	1.011	
185	0.0	0.0	-1.5	124.2	1.034	1.035	
287	-330.0	-104.0	-2.0	123.6	1.029	1.029	
2	0.0	0.0	-2.1	123.5	1.028	1.028	
3	0.0	0.0	-3.8	121.3	1.010	1.009	
4	-299.1	-92.0	-4.3	120.6	1.005	1.004	
6	-25.2	-8.0	-1.1	124.7	1.039	1.039	
10	-276.6	-85.0	-4.4	120.5	1.003	1.002	
12	-80.3	-25.0	-3.2	122.0	1.016	1.016	
14	-264.8	-83.0	-2.5	122.9	1.023	1.023	
16	-192.1	-60.0	-2.9	122.5	1.020	1.020	
18	-93.0	-29.0	-3.0	122.3	1.019	1.018	
20	-70.5	-22.0	-2.9	122.4	1.019	1.019	
24	-128.5	-40.0	-3.2	122.0	1.016	1.015	
27	-192.4	-61.0	-1.4	124.3	1.035	1.035	
29	-206.5	-66.0	-0.6	125.3	1.044	1.045	
33	-196.3	-62.0	-1.8	123.9	1.031	1.032	
35	-19.3	-6.0	-3.6	121.6	1.013	1.011	
36	-16.0	-5.0	-2.6	122.8	1.023	1.021	
38	-22.2	-7.0	-1.7	123.9	1.032	1.032	
40	-9.5	-3.0	-1.6	124.0	1.033	1.033	
42	-118.6	-37.0	-3.0	122.3	1.018	1.017	
44	0.0	0.0	-2.4	123.0	1.024	1.025	
45	-89.5	-28.0	-2.8	122.6	1.021	1.021	
47	-138.5	-43.0	-3.5	121.7	1.014	1.013	
49	-225.8	-70.0	-3.6	121.6	1.012	1.011	
51	-248.3	-77.0	-3.5	121.6	1.013	1.011	
53	-6.5	-2.0	-3.6	121.5	1.012	1.010	
55	-330.9	-102.0	-4.1	120.9	1.007	1.005	
57	-64.5	-20.0	-3.6	121.5	1.012	1.010	
59	-324.0	-100.0	-4.0	121.0	1.008	1.006	
61	-80.6	-25.0	-3.6	121.6	1.012	1.010	
67	-111.6	-35.0	-2.5	122.9	1.024	1.021	E=0,3
72	-57.0	-18.0	-1.8	123.8	1.031	1.031	
74	-429.4	-131.0	-5.1	119.6	0.996	0,995	
77	-28.9	-9.0	-3.2	122.0	1.016	1.016	
79	-3.2	-1.0	-3.1	122.1	1.017	1.017	
80	-6.4	-2.0	-3.1	122.1	1.017	1.017	
81	-70.6	-22.0	-3.1	122.2	1.018	1.018	
83	-102.2	-32.0	-2.6	122.8	1.022	1.022	
89	-3.2	-1.0	-4.2	120.7	1.005	1.005	
91	-16.2	-5.0	-4.0	121.0	1.008	1.007	
93	-9.7	-3.0	-3.8	121.3	1.010	1.009	
95	0.0	0.0	-2.4	123.1	1.025	1.022	E=0,3
98	-51.2	-16.0	-2.8	122.6	1.021	1.019	
101	-53.4	-17.0	-0.9	124.0	1.040	1.041	
103	-178.6	-57.0	-0.7	125.2	1.042	1.043	
104	0.0	0.0	-1.4	124.3	1.035	1.035	

FLUXO NA REDE

LINHA	INICIO	FIM	AMP/FASE	KVA/TRIF.	LIGHT
1	1	2	43.	16.	17
2	1	275	213.	79.	82
3	1	277	104.	38.	41
4	1	293	209.	77.	80
5	2	307	43.	16.	17
6	3	4	81.	30.	30
7	3	8	-81.	-30.	-30
8	4	5	-218.	-80.	- 82
9	5	6	-24.	-9.	- 10
10	5	27	-194.	-72.	- 74
11	6	7	-49.	-18.	- 19
12	7	29	-40.	-15.	- 16
13	7	31	-25.	-9.	- 10
14	7	32	17.	6.	8
15	8	11	21.	8.	8
16	8	22	-131.	-48.	-51
17	8	23	-7.	-3.	- 4
18	8	25	-25.	-9.	-10
19	8	35	-22.	-8.	-10
20	9	10	198.	72.	73
21	9	23	-217.	-79.	-80
22	9	26	-172.	-63.	-65
23	10	11	-78.	-28.	-28
24	11	12	-57.	-21.	-23
25	12	13	-138.	-51.	-53
26	13	14	235.	87.	87
27	13	22	-373.	-138.	-141
28	14	15	-30.	-11.	- 11
29	15	16	136.	50.	50
30	15	22	-165.	-61.	- 61
31	16	17	-57.	-21.	-22
32	17	18	76.	28.	28
33	17	32	-104.	-39.	-40
34	17	34	-28.	-11.	-12
35	18	19	-17.	-6.	- 8
36	19	20	30.	11.	15
37	19	34	-98.	-36.	- 39
38	20	21	-40.	-15.	-16
39	21	25	36.	13.	21
40	21	71	-76.	-28.	- 29
41	22	27	-261.	-97.	-96
42	22	28	-408.	-152.	-158
43	23	24	-44.	-16.	-17
44	23	26	-180.	-66.	-68
45	24	25	-173.	-63.	- 65
46	25	26	-162.	-60.	- 62
47	26	37	20.	8.	12
48	29	30	70.	26.	27
49	30	31	40.	15.	16
50	30	32	21.	8.	9
51	31	32	15.	6.	7
52	32	33	52.	19.	19
53	32	48	148.	55.	54
54	32	76	175.	65.	63
55	33	34	-144.	-54.	-56

CARGA NOS TRAFOS

TRAFO	BARRA	ALIM.	A/FASE	KVA/TRIF.	LIGHT
1	1	4	861.	326.	326.
2	8	1	0.	0.	0.
3	26	2	535.	202.	203.
4	27	3	648.	245.	243.
5	28	2	613.	234.	232.
6	28	4	618.	234.	232.
7	29	1	0.	0.	0.
8	29	4	306.	116.	115.
9	32	2	427.	162.	161.
10	34	3	582.	220.	218.
11	63	3	735.	278.	268.
12	64	3	388.	147.	146.
13	66	2	1014.	383.	387.
14	67	1	0.	0.	0.
15	68	4	450.	170.	170.
16	69	4	682.	258.	256.
17	70	2	707.	267.	267.
18	86	3	979.	370.	357.
19	87	4	1027.	388.	377.
20	96	1	0.	0.	0.
21	96	3	153.	58.	65.
22	103	4	351.	133.	133.
23	105	1	0.	0.	0.
24	105	2	659.	249.	247.
25	105	3	659.	249.	247.
26	106	2	308.	117.	117.
27	108	3	968.	366.	372.
28	113	1	0.	0.	0.
29	137	4	1020.	386.	388.
30	138	2	930.	352.	360.
31	139	3	937.	354.	363.
32	149	1	0.	0.	0.
33	151	4	1331.	503.	495.
34	152	3	1278.	483.	477.
35	164	2	869.	329.	323.
36	165	1	0.	0.	0.
37	166	4	797.	302.	297.
38	178	3	1213.	459.	454.
39	179	2	1157.	438.	432.
40	180	1	0.	0.	0.
41	182	4	1572.	595.	581.
42	184	2	782.	296.	289.
43	185	4	721.	273.	268.
44	218	3	737.	279.	277.
45	220	3	919.	347.	336.
46	221	1	0.	0.	0.
47	222	4	858.	325.	319.
48	223	2	888.	336.	328.
49	224	3	837.	316.	313.
50	225	2	992.	375.	367.
51	243	1	0.	0.	0.
52	249	4	1340.	507.	499.
53	256	4	981.	371.	364.
54	256	3	949.	359.	353.
55	288	2	823.	311.	310.
56	304	1	0.	0.	0.
57	305	2	1168.	442.	431.
58	307	3	1142.	432.	421.
			TOTAL=	14344.	14184. ε=1,1 %

915 - MULTIFORMAS - 211-7761 - SP

ALIMENTADOR EXCLUIDO 2

TRAFO	26
TRAFO	28
TRAFO	32
TRAFO	66
TRAFO	70
TRAFO	105
TRAFO	106
TRAFO	136
TRAFO	164
TRAFO	179
TRAFO	184
TRAFO	223
TRAFO	225
TRAFO	288
TRAFO	305

915 - MULTIFORMAS - 211761 SP

SITUACAO DAS BARRAS

BARRA	AMP/FASE	KW/TRIF.	QUEDA%	VOLTS/FASE	PU	LIGHT
28	-833.3	-263.0	-1.8	123.8	1.031	1.030
66	0.0	0.0	-3.3	121.9	1.015	1.015
96	-28.0	-9.0	-0.1	126.0	1.049	1.050
105	-1452.1	-460.0	-1.5	124.2	1.034	1.034
151	0.0	0.0	-2.5	123.0	1.024	1.023
152	0.0	0.0	-2.3	123.2	1.026	1.025
180	-466.7	-146.0	-2.7	122.7	1.022	1.020
182	-984.3	-307.0	-3.0	122.3	1.018	1.017
185	0.0	0.0	-1.9	123.7	1.030	1.030
287	-342.3	-104.0	-5.5	119.1	0.992	0.992
2	0.0	0.0	-2.7	122.7	1.022	1.021
3	0.0	0.0	-1.9	123.7	1.030	1.029
4	-295.4	-92.0	-3.1	122.1	1.017	1.016
6	-25.2	-8.0	-1.4	124.3	1.035	1.035
10	-277.1	-85.0	-4.6	120.3	1.002	1.000
12	-80.0	-25.0	-2.8	122.5	1.020	1.019
14	-265.5	-83.0	-2.8	122.6	1.021	1.020
16	-192.8	-60.0	-3.2	122.0	1.016	1.016
18	-93.6	-29.0	-3.6	121.6	1.012	1.011
20	-70.9	-22.0	-3.6	121.6	1.013	1.013
24	-129.5	-40.0	-4.0	121.1	1.008	1.007
27	-192.6	-61.0	-1.6	124.1	1.033	1.033
29	-206.4	-66.0	-0.5	125.4	1.044	1.045
33	-196.9	-62.0	-2.1	123.5	1.028	1.028
35	-19.0	-6.0	-1.9	123.7	1.030	1.029
36	-16.0	-5.0	-3.0	122.3	1.018	1.018
38	-22.2	-7.0	-2.0	123.6	1.029	1.029
40	-9.5	-3.0	-1.7	124.0	1.032	1.032
42	-118.0	-37.0	-2.5	123.0	1.024	1.024
44	0.0	0.0	-2.7	122.7	1.022	1.022
45	-89.8	-28.0	-3.0	122.3	1.019	1.018
47	-139.0	-43.0	-3.8	121.3	1.010	1.009
49	-226.6	-70.0	-3.9	121.1	1.009	1.007
51	-248.8	-77.0	-3.7	121.4	1.011	1.008 E=0.
53	-6.5	-2.0	-3.8	121.3	1.010	1.008
55	-331.5	-102.0	-4.3	120.7	1.005	1.003
57	-64.7	-20.0	-3.9	121.1	1.009	1.007
59	-326.1	-100.0	-4.6	120.3	1.001	0.999
61	-80.3	-25.0	-3.1	122.1	1.017	1.015
67	-109.4	-35.0	-0.5	125.4	1.045	1.045
72	-57.1	-18.0	-1.9	123.7	1.030	1.030
74	-426.4	-131.0	-4.5	120.5	1.003	1.003
77	-29.0	-9.0	-3.4	121.8	1.015	1.014
79	-3.2	-1.0	-3.3	121.9	1.015	1.014
80	-6.4	-2.0	-3.4	121.9	1.015	1.014
81	-70.7	-22.0	-3.3	121.9	1.015	1.015
83	-102.5	-32.0	-2.9	122.5	1.020	1.019
89	-3.2	-1.0	-4.1	120.9	1.007	1.006
91	-16.1	-5.0	-3.5	121.6	1.013	1.013
93	-9.7	-3.0	-3.7	121.4	1.011	1.009
95	0.0	0.0	-0.5	125.5	1.045	1.045
98	-50.8	-16.0	-2.0	123.6	1.029	1.029
101	-53.7	-17.0	-1.6	124.0	1.033	1.033
103	-179.0	-57.0	-1.0	124.9	1.040	1.040
104	0.0	0.0	-1.4	124.3	1.035	1.035

FLUXO NA REDE

LINHA	INICIO	FIM	AMP/FASE	KVA/TRIF.	LIGHT
1	1	2	35.	13.	14
2	1	275	233.	86.	89
3	1	277	353.	130.	139
4	1	293	222.	81.	83
5	2	307	35.	13.	14
6	3	4	184.	68.	67
7	3	8	-184.	-68.	- 69
8	4	5	-112.	-41.	- 42
9	5	6	-17.	-6.	- 8
10	5	27	-95.	-35.	- 40
11	6	7	-42.	-16.	- 16
12	7	29	-121.	-45.	- 48
13	7	31	-28.	-10.	- 11
14	7	32	107.	40.	43
15	8	11	216.	80.	82
16	8	22	13.	5.	5
17	8	23	124.	45.	48
18	8	25	60.	22.	24
19	8	35	65.	24.	26
20	9	10	79.	29.	26
21	9	23	-192.	-70.	-70
22	9	26	-78.	-28.	-27
23	10	11	-198.	-72.	-76
24	11	12	17.	6.	6
25	12	13	-63.	-23.	-25
26	13	14	253.	93.	94
27	13	22	-316.	-117.	-120
28	14	15	-12.	-5.	-4
29	15	16	150.	55.	57
30	15	22	-162.	-60.	-61
31	16	17	-43.	-16.	-15
32	17	18	72.	26.	27
33	17	32	-73.	-27.	-25
34	17	34	-43.	-16.	-18
35	18	19	-21.	-8.	-8
36	19	20	45.	16.	20
37	19	34	-117.	-43.	-47
38	20	21	-26.	-10.	-8
39	21	25	80.	29.	33
40	21	71	-107.	-39.	-41
41	22	27	-456.	-169.	-176
42	22	28	-8.	-3.	-14
43	23	24	-13.	-5.	- 5
44	23	26	-56.	-20.	-18
45	24	25	-142.	-52.	-52
46	25	26	-2.	-1.	- 4
47	26	37	-105.	-38.	-42
48	29	30	224.	84.	88
49	30	31	113.	42.	45
50	30	32	101.	38.	40
51	31	32	85.	32.	34
52	32	33	18.	7.	5
53	32	48	119.	44.	42
54	32	76	129.	48.	44
55	33	34	-179.	-66.	- 71

CARGA NOS TRAFOS

TRAFO	BARRA	ALIM.	A/FASE	KVA/TRIF.	LIGHT
1	1	4	1135.	430.	431.
2	8	1	756.	286.	288.
3	26	2	0.	0.	0.
4	27	3	744.	281.	283.
5	28	2	0.	0.	0.
6	28	4	826.	312.	312.
7	29	1	276.	104.	106.
8	29	4	276.	104.	106.
9	32	2	0.	0.	0.
10	34	3	661.	250.	252.
11	63	3	808.	306.	300.
12	64	3	383.	147.	145.
13	66	2	0.	0.	0.
14	67	1	249.	94.	94.
15	68	4	427.	162.	161.
16	69	4	724.	274.	274.
17	76	2	0.	0.	0.
18	86	3	1136.	430.	412.
19	87	4	1073.	406.	397.
20	96	1	32.	12.	12.
21	96	3	32.	12.	12.
22	103	4	458.	173.	173.
23	105	1	672.	254.	254.
24	105	2	0.	0.	0.
25	105	3	672.	254.	259.
26	106	2	0.	0.	0.
27	108	3	834.	315.	316.
28	113	1	922.	349.	348.
29	137	4	1193.	451.	453.
30	138	2	0.	0.	0.
31	139	3	1091.	413.	423.
32	149	1	1143.	432.	425.
33	151	4	1120.	424.	416.
34	152	3	1075.	407.	402.
35	164	2	0.	0.	0.
36	165	1	823.	311.	313.
37	166	4	759.	287.	284.
38	178	3	1099.	416.	414.
39	179	2	0.	0.	0.
40	180	1	1234.	467.	463.
41	182	4	1342.	508.	499.
42	184	2	0.	0.	0.
43	185	4	891.	337.	351.
44	218	3	744.	281.	281.
45	220	3	1066.	403.	410.
46	221	1	1073.	406.	409.
47	222	4	1165.	441.	440.
48	223	2	0.	0.	0.
49	224	3	1037.	392.	399.
50	225	2	0.	0.	0.
51	243	1	1041.	394.	398.
52	249	4	1391.	526.	520.
53	256	4	1287.	487.	480.
54	258	3	1229.	465.	461.
55	288	2	0.	0.	0.
56	304	1	1346.	509.	500.
57	305	2	0.	0.	0.
58	307	3	1363.	516.	505.
			TOTAL=	14228.	14176.

E=0,4%

9115 - MULTIFORMAS - 211-7763 - SP

APÊNDICE G - RESULTADOS RELATIVOS AO CASO BÁSICO DA REDE CAMBUCI II

Conforme descrito no capítulo V, as redes 3 e 4 correspondem ao sistema subterrâneo de Cambuci II de São Paulo. Para a solução parcial (rede 3) é feita a comparação com os resultados fornecidos pela LIGHT. O perfil de tensão correspondente é mostrado na Fig. G.1. Existe coincidência de tensão em 55 das 63 barras. Nas demais 8 barras, a discrepância é de 0,1%. Para os fluxos de KVA na rede e nos transformadores, ocorrem discrepâncias desprezíveis, conforme se pode verificar na listagem dos resultados. A rede 3 é fisicamente um apêndice da rede 4, à qual se liga através das barras 55, 61, 62 e 63. A separação da rede nesses pontos explica as baixas tensões obtidas nas barras 60 a 63. A comparação dos resultados da rede parcial (3) com os da rede completa (4), mostra que o efeito do corte introduzido, praticamente não se propaga além dos transformadores mais próximos (58).

UNICAMP
Centro de Computação

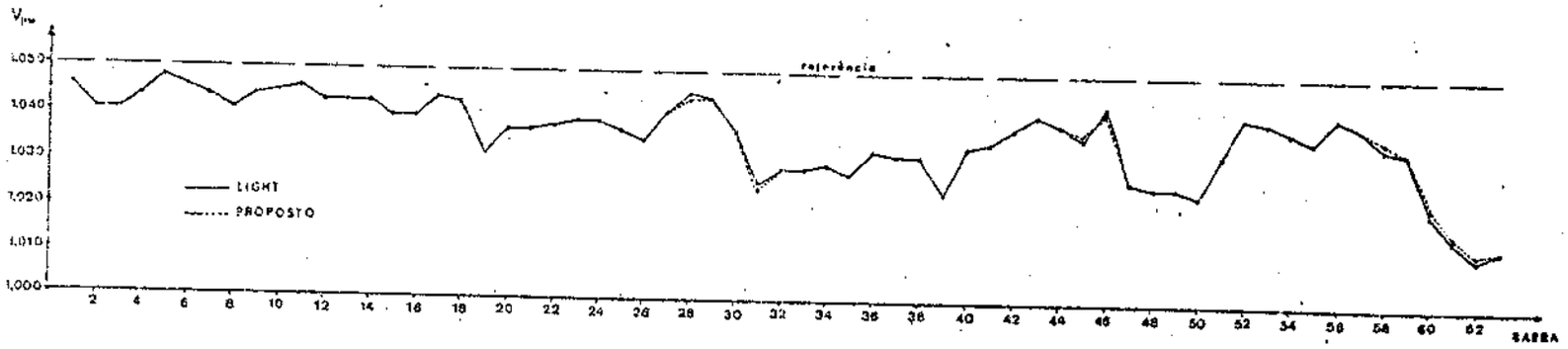


Fig. G.1 - PERFIL DE TENSÃO PARA A REDE 3

FLUXO DE CARGA DC PARA REDES DE DISTRIBUICAO

CARACTERISTICAS DA REDE

BARRAS	LIGACOES	TRAFOS	ALIMENTADORES	COSFI
63	102	15	4	0.85

RESULTADOS RELATIVOS A :

(1)CASO BASICO (0)CONTINGENCIAS (0)CURTO EM NO (0)CURTO EM LIN

BASE DE TENSAO KV L-L		0.208
BASE DE POTENCIA	KVA	1000.000
TENSAO DAS FONTES	PU	1.050

9115 - MULTIFORMAS - 211-7763 - SP

SITUACAO DAS BARRAS

BARRA	AMP/FASE	KV/TRIF.	QUEDA%	VOLTS/FASE	VPU	LIGHT
1	-90.8	-31.0	-0.4	126.6	1.046	=
5	-77.9	-25.0	-0.2	125.8	1.046	'
2	-100.4	-32.0	-0.6	125.0	1.041	'
3	-22.0	-7.0	-0.8	125.1	1.041	'
4	0.0	0.0	-0.5	125.4	1.044	'
7	0.0	0.0	-0.6	125.4	1.044	'
8	-75.3	-24.0	-0.8	125.0	1.041	'
11	-312.3	-100.0	-0.4	125.6	1.046	'
13	0.0	0.0	-0.7	125.3	1.043	'
16	-18.8	-6.0	-0.9	124.9	1.040	'
20	-75.6	-24.0	-1.3	124.5	1.037	'
22	-31.1	-10.0	-1.1	124.7	1.038	'
26	-110.5	-35.0	-1.5	124.3	1.035	=
28	0.0	0.0	-0.5	125.4	1.044	1.045
31	-156.0	-49.0	-2.3	123.1	1.025	1.026
33	-34.9	-11.0	-2.0	123.6	1.029	
35	-155.7	-49.0	-2.1	123.4	1.028	
37	-12.7	-4.0	-1.7	124.0	1.032	
39	-360.4	-113.0	-2.5	123.0	1.024	
48	-143.2	-45.0	-2.3	123.3	1.026	
50	-194.6	-61.0	-2.5	122.9	1.024	
51	-22.1	-7.0	-1.6	124.1	1.033	
53	0.0	0.0	-0.9	124.9	1.040	
54	-9.4	-3.0	-1.1	124.7	1.038	
55	0.0	0.0	-1.3	124.4	1.036	
57	0.0	0.0	-1.0	124.8	1.039	
60	-32.0	-10.0	-2.7	122.7	1.022	1.021
61	0.0	0.0	-3.3	122.0	1.016	1.015
62	-232.4	-72.0	-3.7	121.5	1.012	1.011
63	0.0	0.0	-3.5	121.7	1.013	'
9	0.0	0.0	-0.6	125.4	1.044	'
19	-189.8	-60.0	-1.7	124.0	1.032	'
21	0.0	0.0	-1.2	124.6	1.037	'
23	0.0	0.0	-1.0	124.8	1.039	'
25	-40.9	-13.0	-1.2	124.5	1.037	'
27	0.0	0.0	-0.8	125.0	1.041	'
30	-66.1	-21.0	-1.3	124.5	1.037	'
32	-95.2	-30.0	-2.0	123.6	1.029	'
34	0.0	0.0	-1.9	123.7	1.030	
38	0.0	0.0	-1.7	123.9	1.032	
40	0.0	0.0	-1.5	124.2	1.034	
41	0.0	0.0	-1.4	124.3	1.035	
44	0.0	0.0	-1.0	124.8	1.039	
45	-658.1	-209.0	-1.2	124.5	1.037	1.036
46	-128.5	-41.0	-0.7	125.2	1.042	1.043
47	-146.2	-46.0	-2.2	123.4	1.027	'
49	-108.2	-34.0	-2.3	123.2	1.026	'
58	-1005.7	-319.0	-1.4	124.4	1.036	1.035
59	0.0	0.0	-1.5	124.2	1.034	
6	-112.4	-36.0	-0.4	125.6	1.046	
12	0.0	0.0	-0.6	125.3	1.043	
14	0.0	0.0	-0.7	125.2	1.043	
15	0.0	0.0	-0.9	124.9	1.040	
17	0.0	0.0	-0.6	125.3	1.044	
24	0.0	0.0	-1.0	124.8	1.039	
29	0.0	0.0	-0.6	125.3	1.044	
36	0.0	0.0	-1.6	124.1	1.033	
42	-6.3	-2.0	-1.2	124.6	1.037	1.038
43	0.0	0.0	-0.9	124.9	1.040	1.041
52	-6.3	-2.0	-0.9	125.0	1.041	
10	0.0	0.0	-0.5	125.5	1.045	
18	-47.0	-15.0	-0.7	125.3	1.043	
56	0.0	0.0	-0.9	125.0	1.041	

VIH - MULTIFORMAS - 211-7763 - SP

FLUXO NA REDE

LINHA	INICIO	FIM	AMP/FASE	KVA/TRIF.	LIGHT
1	1	10	83.	31.	31
2	2	3	-13.	-5.	-5
3	2	10	-87.	-33.	-34
4	3	4	-35.	-13.	-13
5	4	6	-35.	-13.	-13
6	5	6	32.	12.	12
7	6	7	39.	15.	15
8	6	10	21.	8.	8
9	7	8	39.	15.	15
10	8	9	-36.	-14.	-15
11	9	10	-50.	-19.	-19
12	9	12	13.	5.	5
13	10	11	-33.	-12.	-13
14	11	12	35.	13.	13
15	12	13	9.	3.	4
16	12	15	39.	15.	14
17	13	14	9.	3.	4
18	14	17	-18.	-7.	-8
19	14	15	28.	10.	11
20	14	18	-1.	-0.	-3
21	15	16	1.	0.	1
22	15	25	66.	25.	24
23	16	18	-18.	-7.	-8
24	17	19	63.	24.	24
25	17	21	87.	33.	33
26	17	24	105.	39.	40
27	18	19	80.	30.	30
28	18	23	83.	31.	31
29	18	30	72.	27.	27
30	19	20	-47.	-17.	-18
31	20	21	-122.	-46.	-46
32	21	22	-35.	-13.	-14
33	22	23	-66.	-25.	-25
34	23	24	17.	6.	6
35	24	25	33.	12.	13
36	24	30	89.	33.	33
37	25	26	58.	22.	21
38	26	27	-52.	-20.	-21
39	27	39	159.	59.	58
40	27	28	-212.	-79.	-80
41	28	29	45.	17.	18
42	29	32	150.	56.	56
43	29	34	134.	50.	49
44	29	40	40.	15.	15
45	30	31	95.	35.	34
46	31	32	-61.	-23.	-24
47	32	33	-7.	-3.	-5
48	33	34	-42.	-16.	-17
49	34	35	92.	34.	33
50	35	36	-64.	-24.	-26
51	36	45	-12.	-5.	-6
52	36	52	-83.	-31.	-32
53	36	37	31.	12.	11
54	37	38	19.	7.	7
55	38	56	-180.	-67.	-69

9115 - MULTIFORMAS - 211-7763 - SP

FLUXO DA REDE

LINHA	INICIO	FIM	AMP/FASE	KVA/TRTF.	LIGHT.
56	38	47	199.	74.	74
57	39	40	-201.	-75.	-77
58	40	41	-161.	-60.	-64
59	41	56	-42.	-16.	-17
60	41	42	-119.	-44.	-47
61	42	43	-49.	-18.	-20
62	42	52	-27.	-10.	-10
63	42	46	-50.	-19.	-20
64	43	44	27.	10.	12
65	43	46	-93.	-35.	-37
66	43	45	16.	6.	7
67	44	45	111.	42.	45
68	44	46	-84.	-31.	-34.
69	47	52	-146.	-55.	-55
70	47	48	199.	74.	74
71	48	49	56.	21.	21
72	49	50	86.	32.	32
73	49	56	-138.	-51.	-53
74	50	51	-109.	-40.	-41
75	51	52	-131.	-49.	-50
76	53	56	-25.	-9.	-10
77	53	54	25.	9.	10
78	54	55	15.	6.	7
79	55	58	15.	6.	7
80	56	57	16.	6.	6
81	57	59	16.	6.	6
82	58	59	132.	49.	51
83	58	63	117.	43.	43
84	59	60	147.	55.	55
85	60	61	115.	42.	43
86	61	62	115.	42.	43
87	62	63	-117.	-43.	-43

CARGA NOS TRAFOS

TRAFO	BARRA	ALIM.	A/FASE	KVA/TRTF.	LIGHT
1	1	2	179.	68.	68
2	5	4	110.	41.	42
3	6	1	176.	67.	66
4	11	3	190.	72.	72
5	11	4	190.	72.	72
6	17	1	274.	104.	104
7	18	4	300.	114.	113
8	28	4	256.	97.	96
9	29	1	279.	106.	104
10	45	2	543.	205.	204
11	46	4	354.	134.	136
12	52	3	393.	149.	147
13	56	1	400.	151.	151
14	58	1	620.	234.	233
15	58	2	620.	234.	233
			TOTAL=	1848.	1841

FLUXO DE CARGA DC PARA REDES DE DISTRIBUICAO

CARACTERISTICAS DA REDE

BARRAS	LIGACOES	TRAFOS	ALIMENTADORES	COSFI
190	300	37	4	0,85

RESULTADOS RELATIVOS A :

(1)CASO BASICO (0)CONTINGENCIAS (0)CURTO EM NO (0)CURTO EM LINH

BASE DE TENSAO KV L-L 0,208

BASE DE POTENCIA KVA 1000,000

TENSAO DAS FONTES PU 1,050

SITUACAO DAS BARRAS

BARRA	AMP/FASE	KW/IRTF.	QUEDA%	VOLTS/FASE	PU
1	-96.8	-31.0	-0.4	125.6	1.046
5	-77.9	-25.0	-0.2	125.8	1.048
112	0.0	0.0	-0.9	124.9	1.040
113	0.0	0.0	-0.9	125.0	1.041
135	0.0	0.0	-1.4	124.1	1.036
136	0.0	0.0	-1.3	124.5	1.037
137	0.0	0.0	-1.3	124.4	1.036
138	0.0	0.0	-1.3	124.4	1.036
140	0.0	0.0	-1.0	124.8	1.039
180	-304.0	-97.0	-0.8	125.1	1.042
181	0.0	0.0	-0.7	125.2	1.043
189	0.0	0.0	-0.5	125.4	1.044
190	0.0	0.0	-0.5	125.4	1.044
2	-100.4	-32.0	-0.8	125.0	1.041
3	-22.0	-7.0	-0.8	125.1	1.041
4	0.0	0.0	-0.5	125.4	1.044
7	0.0	0.0	-0.6	125.4	1.044
8	-75.3	-24.0	-0.8	125.0	1.041
11	-312.3	-100.0	-0.4	125.6	1.046
13	0.0	0.0	-0.7	125.3	1.043
16	-18.8	-6.0	-0.9	124.9	1.040
20	-75.6	-24.0	-1.3	124.5	1.037
22	-31.4	-10.0	-1.1	124.7	1.038
26	-110.5	-35.0	-1.5	124.3	1.035
28	0.0	0.0	-0.5	125.4	1.044
31	-156.0	-49.0	-2.3	123.1	1.025
33	-34.9	-11.0	-2.0	123.6	1.029
35	-155.7	-49.0	-2.1	123.4	1.028
37	-12.7	-4.0	-1.7	124.0	1.032
39	-360.4	-113.0	-2.5	123.0	1.024
48	-143.2	-45.0	-2.2	123.3	1.026
50	-194.6	-61.0	-2.5	123.0	1.024
51	-22.1	-7.0	-1.6	124.1	1.033
53	0.0	0.0	-0.9	124.9	1.040
54	-9.4	-3.0	-1.1	124.7	1.038
57	0.0	0.0	-1.0	124.8	1.039
60	-31.8	-10.0	-2.2	123.4	1.027
62	-230.1	-72.0	-2.7	122.7	1.022
64	-283.8	-89.0	-2.5	123.0	1.024
67	-140.4	-44.0	-2.5	122.9	1.023
69	-120.5	-38.0	-1.9	123.7	1.030
71	-94.7	-30.0	-1.5	124.2	1.034
72	0.0	0.0	-1.0	124.9	1.040
73	0.0	0.0	-0.7	125.2	1.042
74	0.0	0.0	-0.6	125.4	1.044
76	-31.3	-10.0	-0.6	125.3	1.044
78	-50.1	-16.0	-0.7	125.2	1.043
79	-90.8	-29.0	-0.7	125.2	1.043
80	0.0	0.0	-0.6	125.4	1.044
83	0.0	0.0	-1.5	124.3	1.035
84	-167.4	-53.0	-1.6	124.1	1.034
86	-75.5	-24.0	-1.2	124.6	1.038
88	-31.4	-10.0	-0.8	125.0	1.041
93	-235.9	-75.0	-1.1	124.7	1.038
94	-232.7	-74.0	-1.1	124.7	1.039

9115 - MULTIFORMAS - 211-7761 - SP

FLUXO NA REDE

LINHA	INICIO	FIM	AMP/FASE	KVA/TRIF.
1	1	10	83.	31.
2	2	3	-13.	-5.
3	2	10	-87.	-33.
4	3	4	-35.	-13.
5	4	6	-35.	-13.
6	5	6	32.	12.
7	6	7	39.	15.
8	6	10	21.	8.
9	7	8	39.	15.
10	8	9	-36.	-14.
11	9	10	-50.	-19.
12	9	12	13.	5.
13	10	11	-33.	-12.
14	11	12	35.	13.
15	12	13	9.	3.
16	12	15	39.	15.
17	13	14	9.	3.
18	14	17	-18.	-7.
19	14	15	28.	10.
20	14	18	-1.	-0.
21	15	16	1.	0.
22	15	25	66.	25.
23	16	18	-18.	-7.
24	17	19	63.	24.
25	17	21	87.	33.
26	17	24	105.	39.
27	18	19	80.	30.
28	18	23	83.	31.
29	18	30	72.	27.
30	19	20	-47.	-17.
31	20	21	-122.	-46.
32	21	22	-35.	-13.
33	22	23	-66.	-25.
34	23	24	17.	6.
35	24	25	33.	12.
36	24	30	89.	33.
37	25	26	58.	22.
38	26	27	-52.	-20.
39	27	39	159.	59.
40	27	28	-212.	-79.
41	28	29	45.	17.
42	29	32	150.	56.
43	29	34	134.	50.
44	29	40	40.	15.
45	30	31	95.	35.
46	31	32	-61.	-23.
47	32	33	-7.	-3.
48	33	34	-42.	-16.
49	34	35	92.	34.
50	35	36	-64.	-24.
51	36	45	-12.	-5.
52	36	52	-83.	-31.
53	36	37	31.	12.
54	37	38	19.	7.
55	38	56	-180.	-67.

9115 - MULTIFORMAS - 211-7763 - SP

CARGA NOS TRAFOS

TRAFO	BARRA	ALIM.	A/FASE	KVA/TRIF.
1	1	2	179.	68.
2	5	4	110.	41.
3	6	1	176.	67.
4	11	3	190.	72.
5	11	4	190.	72.
6	17	1	274.	104.
7	18	4	300.	114.
8	28	4	256.	97.
9	29	1	279.	106.
10	45	2	543.	205.
11	46	4	354.	134.
12	52	3	393.	149.
13	56	1	399.	151.
14	58	1	604.	228.
15	58	2	604.	228.
16	65	2	960.	363.
17	81	1	258.	98.
18	82	4	204.	77.
19	90	2	279.	105.
20	91	3	343.	130.
21	92	4	279.	106.
22	95	1	472.	179.
23	112	3	461.	174.
24	113	4	445.	168.
25	115	3	332.	125.
26	135	1	625.	236.
27	136	2	586.	222.
28	137	3	610.	231.
29	138	4	605.	229.
30	140	4	498.	188.
31	141	2	693.	262.
32	165	1	1008.	381.
33	173	3	745.	282.
34	180	2	367.	139.
35	181	4	335.	127.
36	189	1	257.	97.
37	190	3	259.	98.
			TOTAL=	5852.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. WARD, J. B. & HALE, H. W. - "Digital computer solution of power-flow problems". AIEE Trans. Pt. III, v. 75:398-402, Jun., 1956.
2. EDISON ELECTRIC INSTITUTE - Underground system reference book. Edison Electric Institute, 1957.
3. WESTINGHOUSE ELECTRIC CORP. - Electric utility engineering reference book. vol. 3, Distribution system, East Pittsburgh, Westinghouse Electric Corp., 1959.
4. WILF, H. S. - "Matrix inversion by the method of rank annihilation" J. Soc. Indust. Appl. Math., v. 7:149-151, 1959.
5. COOK, R. F. & POWER, J. N. - "A digital computer program for secondary network analysis". AIEE Trans. Pt. III, v. 79:941-948, Dec., 1960
6. BROWN, H. E.; PERSON, C. F.; KIRSHMAYER, L. K.; STAGG, G. W. - "Digital calculation of 3-phase short circuits by matrix method". AIEE Trans. Pt. III, vol. 80:1277-1282, Febr., 1961.
7. SATO, N. & TINNEY, W. F. -"Techniques for exploiting the sparsity of the network admittance matrix". IEEE Trans. Power Apparatus Systems, 82(12):944-950, Dec., 1963.
8. TINNEY, W. F. & WALKER, J. W. - "Direct solutions of sparse network equations by optimally ordered triangular factorization". Proceedings IEEE, 55(11):1801-1809, Nov. 1967.
9. STAGG, G. W. & EL-ABIAD, A. H. - Computer methods in power systems analysis. Tokyo, McGraw Hill, 1968.
10. SOARES, C. G. - Sistema de distribuição subterrânea de energia elétrica da cidade de São Paulo. São Paulo, LIGHT-Serviços de Eletricidade S.A., 1973.
11. HEINHOLD, L. - Power cables and their application. Berlin, München, Siemens Aktiengesellschaft, 1970.
12. PETERSON, M. M.; TINNEY, W. F.; BREE, D. W. (Jr.) - "Iterative linear AC power flow solution for fast aproximate outage studies". IEEE Trans. Power Apparatus Systems, 90(12):2048-2056, Dec. 1971.
13. STOTT, B. - "Decoupled Newton load flow" - IEEE Trans. Power Apparatus Systems, 90(12):1955-1959, Dec. 1971.
14. STOTT, B. & ALSAÇ, O. - "Fast decoupled load flow". - IEEE Trans. Power Apparatus Systems, 92(6):859-869, Jun. 1973.
15. STOTT, B. - "Effective starting process for Newton-Raphson load flows" Proceedings IEEE, 118(8):983-987, Ago. 1971.